

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)

Институт наук о Земле

Шаповалова Анна Викторовна

**Моделирование напряженно-деформационного состояния локальных структур с целью
оптимизации разработки Сухановского НГК месторождения (Ставропольский край)**

Выпускная бакалаврская работа по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

«К ЗАЩИТЕ»

Научный руководитель:

к.г.-м.н., доц. В.Н. Войтенко

«__» _____ 2017

Научный руководитель:

ОП «Нефтегазовое дело»:

к.г.-м.н., доц. А.А. Крылов

«__» _____ 2017

Санкт-Петербург

2017

АННОТАЦИЯ

Изучение новейшего напряженно-деформационного состояния пород в пределах платформенных территорий позволяет оценить коллекторские свойства пород на качественном уровне, а также оптимизировать разработку нефтяных и газовых месторождений.

С помощью структурно-геоморфологического метода в пределах Нефтекумской группы месторождений путем реконструкции неотектонического поля напряжения удалось определить ориентировку горизонтальных проекций осей сжатия и растяжения, а также выделить локальные сектора сжатия и растяжения, тем самым делая вывод о распределении фильтрационно-емкостных характеристик на исследуемой территории. Анализ полей напряжений позволил рассчитать абсолютные величины напряжений, действующие на продуктивный пласт J_2V_2 Сухановского месторождения.

Объем данной работы составляет 68 страниц, в ее состав включены 38 Рисунков и 5 Таблиц. Содержание работы представлено 7 главами, написание которых осуществлялось по 22 источникам литературы.

Ключевые слова: неотектонические напряжения, разрывная тектоника, структурно-геоморфологический метод.

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	2
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	7
2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ РАЙОНА РАБОТ	9
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ	12
3.1 Тектоническое положение исследуемой территории и строение фундамента	12
3.2 Строение осадочного чехла	17
3.3 История геологического развития территории	23
4. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РАЙОНА РАБОТ	29
4.1 Характеристика продуктивных пластов нижнемеловых отложений	30
4.2 Характеристика продуктивных пластов юрских отложений	36
4.3 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов	43
5. РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ПЛАТФОРМЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ	51
5.1 Основы структурно-геоморфологического метода	51
5.2 Применение структурно-геоморфологического метода в пределах Нефтекумской группы месторождений	54
6. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАССИВОВ ГОРНЫХ ПОРОД СУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	59
7. ВЛИЯНИЕ ПОЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ НА ОПТИМИЗАЦИЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ СУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	66

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

ГГИС-проект – проект в горно-геологической информационной системе (например, Micromine);

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

K_r – коэффициент газонасыщения;

$K_{\text{пор.откр}}$ - коэффициент открытой пористости;

КИК – коэффициент извлечения конденсата;

КИН - коэффициент извлечения нефти;

МОВ - метод отраженных волн;

МОГТ - метод общей глубинной точки;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НГК – нефтегазоконденсатное (месторождение);

НГО - нефтегазоносная область;

НИЗ - начальные извлекаемые запасы;

СГМ - структурно-геоморфологический метод;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

σ_1 – вертикальная составляющая напряжения;

σ_2 - горизонтальная проекция оси растяжения.

σ_3 - горизонтальная проекция оси сжатия.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы: Разработка нефтяных месторождений является дорогостоящим мероприятием, а значит есть необходимость в выявлении методики анализа напряжений и определения коллекторских свойств пород, имеющей низкую себестоимость.

Цель работы:

Определение напряженно-деформационного состояния горных пород в пределах локальных структур на примере Сухановского нефтегазоконденсатного месторождения (Нефтекумская группа месторождений).

Задачи работы:

- ✓ Изучить геологическое строение Сухановского НГК месторождения
- ✓ Ознакомиться с основами структурно-геоморфологического метода (СГ-метод)
- ✓ Определить ориентировку горизонтальных проекций осей сжатия и растяжения по СГ-методу
- ✓ Определить локальные сектора сжатия и растяжения по СГ-методу
- ✓ Рассчитать абсолютные величины напряжений продуктивного пласта J_2V_2 Сухановского месторождения

Объект исследований: Сухановское нефтегазоконденсатное месторождение Нефтекумской группы месторождений, расположенное в пределах Восточно-Предкавказской НГО Скифской плиты.

Научная новизна: Использование данных по распределению неотектонического напряжения в пределах платформенных территорий для оценки коллекторских свойств пород на данных территориях и оптимизации разработки месторождений.

Практическая значимость: Рассматриваемый в работе СГ метод позволяет оценивать фильтрационно-емкостные характеристики отложений на качественном уровне с минимальными затратами. Анализ напряженно-деформационного состояния пород позволяет выяснить условия и последовательность формирования структуры месторождения.

Структура работы:

1. Титульный лист;
2. Аннотация и ключевые слова;
3. Оглавление;
4. Список принятых терминов и сокращений;
5. Введение;
6. Основная часть;
7. Заключение;
8. Список использованной литературы.

Объем работы: 68 страниц.

Выражается благодарность за помощь в написании данной работы Войтенко Вячеславу Николаевичу (научный руководитель, к.г.-м.н., доцент СПбГУ).

1 ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

В административном отношении территория Сухановского НГК месторождения находится в пределах Нефтекумского района Ставропольского края. С географической точки зрения месторождение расположено в восточной части Терско-Кумской низменности и представляет собой полупустынную равнину с абсолютными отметками от +35 до +30м.

Лицензиями на разработку Сухановского НГК месторождения владеет российская нефтегазовая компания ОАО «НК Роснефть», в частности ее дочернее предприятие ООО «РН-Ставропольнефтегаз».

Ближайшим крупным населенным пунктом является г. Нефтекумск, расположенный в 48 км на северо-запад от месторождения, все населенные пункты связаны между собой асфальтированными дорогами. В 106 км от месторождения в городе Будённовск располагается ближайшая железнодорожная станция (Рисунок 1).

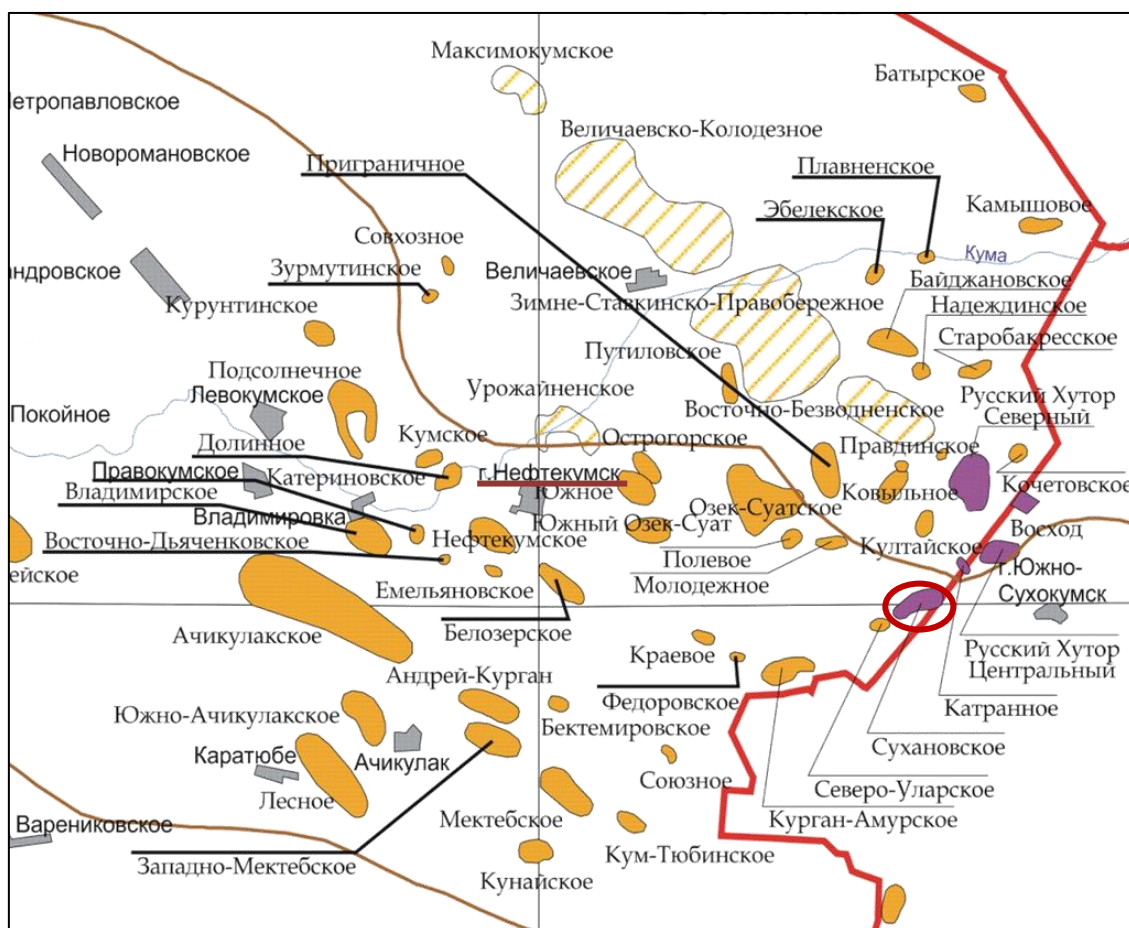


Рисунок 1 Обзорная карта района работ (Научно-технический отчет..., 2008)

Климат района континентальный с сухим, знойным летом и малоснежной непродолжительной зимой. Среднегодовая температура составляет +10 °С. Температура летом достигает +40 °С, а зимой до – 15 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 200-335 мм/год, максимальное количество осадков приходится на месяцы – май, июнь.

Слабо развита гидрографическая сеть района. Обеспечение глубоких скважин технической и питьевой водой осуществляется с помощью артезианских скважин, пробуренных до глубины 400м. Грунтовые воды оказываются непригодными для питья из-за их высокой минерализации.

Так как рельеф района представляет собой полупустынную равнину, то растительность довольно скудная. Изредка растительный покров представлен степными травами, почти полностью выгорающими в летний период.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ТЕРРИТОРИИ СУХАНОВСКОГО НГК МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Территория Сухановского НГК достаточно широко изучена как геофизическими методами, так и поисковым и разведочным бурением.

Изученность геофизическими исследованиями

Первые геофизические исследования были проведены в 40-х годах 20 века. Применялись такие методы, как магниторазведка, электроразведка и гравиразведка. В ходе изучения территории района работ основным методом стала сейсморазведка. Метод отраженных волн (МОВ) применялся с 1950 по 1970 года, с 1970г использовался метод общей глубинной точки (МОГТ).

В последние годы исследования проводились сейсмопартиями: 7/85, 7/86, 1/87, 1/88, 1/89 и 1/92 по системе линейных профилей. Сухановская структура была выявлена и подготовлена работами сейсмопартии 7/85 треста “Ставропольнефтегеофизика”, паспорт выдан в 1986г. В 1987г. сейсмопартией 1/87 был отработан дополнительный объем сейсмопрофилей и произведена переинтерпретация имеющегося материала сейсмических исследований, в результате чего было уточнено строение поднятия и в 1988 году было выдано дополнение к паспорту на Сухановскую структуру.

Одним из последних сейсмических исследований, проведенных на изучаемой территории, куда входит Сухановская структура, является сейсмическое 2D моделирование.

В результате сейсмических работ были установлены границы:

- кровля верхнемеловых отложений (K_2);
- кровля нижнемеловых отложений ($1K_1$);
- кровля X пласта нижнего мела ($2K_1$);
- эрозионная поверхность среднеюрских отложений (J_5);
- подошва юрских отложений (A).

Изученность бурением

В своде Сухановского поднятия первая разведочная скважина (№10рхю) была пробурена в 1987 году, в ней были получены промышленные притоки нефти и газа из отложений, приуроченных к нижнему мелу и юре.

В период 1987-1988 гг. на Сухановской площади, также, были пробурены 4 эксплуатационные скважины (№№ 132 рхю, 133 рхю, 135 рхю, 136 рхю), которые подтвердили продуктивность перспективных пластов.

За 5 месяцев 1989 г. на Сухановском месторождении закончены бурением и испытанием 2 скважины: разведочная скважина № 1 сух и эксплуатационная № 134 рхю; осуществлялась пробная эксплуатация скважины № 135 рхю. В результате бурения этих скважин получена дополнительная информация, позволяющая уточнить размеры залежей, их подсчётные параметры.

В 1989-1990 гг. в пределах площади пробурены 5 разведочных скважин (№№ 3сух, 5 сух, 4 сух, 6 сух, 2 сух) и 4 эксплуатационных (№№ 140 рхю, 141 рхю, 137 рхю, 138 рхю).

В 1989 г. северо-западнее основного поднятия была пробурена разведочная скважина № 6 сух, с целью разведки залежей нефти и газа в нижнемеловых и юрских отложениях.. В процессе бурения и опробования скважины № 6 сух получена промышленная нефть из V₁ пласта средней юры. В результате освоения (после перфорации) был получен фонтанный приток нефти с водой $Q_{ж} = 52,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Воды – 6,7 %.

Данные бурения этих скважин позволили уточнить геологическое строение поднятия, дать оценку перспектив нефтеносности V₂ пласта средней юры.

В 1991 году были пробурены две скважины:

- № 139 рхю - эксплуатационная с целью оценки нефтеносности IX пласта нижнего мела и V пласта средней юры;
- № 142 оценочная с целью оценки нефтеносности IX и XIII пластов нижнего мела и III₂ пласта верхней юры.

На Сухановском месторождении пробурено 26 скважин с общей проходкой 92534 м., из них 13 разведочных с проходкой 46929 м. и 5 скважин эксплуатационных с проходкой 17750 м. Новые скважины: 5 эксплуатационных и 6 разведочных, пробуренные после 1988 года.

Изученность керном

На Сухановском месторождении проводилось бурение с отбором керна из нижнемеловых и юрских отложений в 17 скважинах. Общая проходка с отбором керна составила 3619,6 м, линейный вынос керна 1436,2м (что соответствует 39,7%).

В лабораториях филиала «СевКавНИПИнефть» в процессе разведки и эксплуатации месторождения исследовались керн, поднятый из скважин, а также пробы нефти, газа и воды. Исследования газоконденсатных и газовых скважин проводились в лаборатории газогидродинамических и термодинамических исследований «СевКавНИПИгаза».

Лабораторные исследования керна позволили получить информацию для;

- изучения литологии пород,
- стратиграфического расчленения разреза,
- определения физических и коллекторских свойств пород ,
- изучения нефтеносности разреза.

Также работниками «СевКавНИПИнефть» было выполнено девять анализов поверхностных проб нефти, три анализа проб свободного газа, три анализа проб конденсата и два анализа проб воды. Глубинные пробы нефти на месторождении не отбирались.

3 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ

3.1 Тектоническое положение исследуемой территории и строение фундамента

Согласное схеме тектонического районирования территории Восточного Предкавказья Сухановское месторождение находится в пределах Сухановского поднятия, приуроченного к тектонической зоне Прикумской системе поднятий (Рисунок 2).

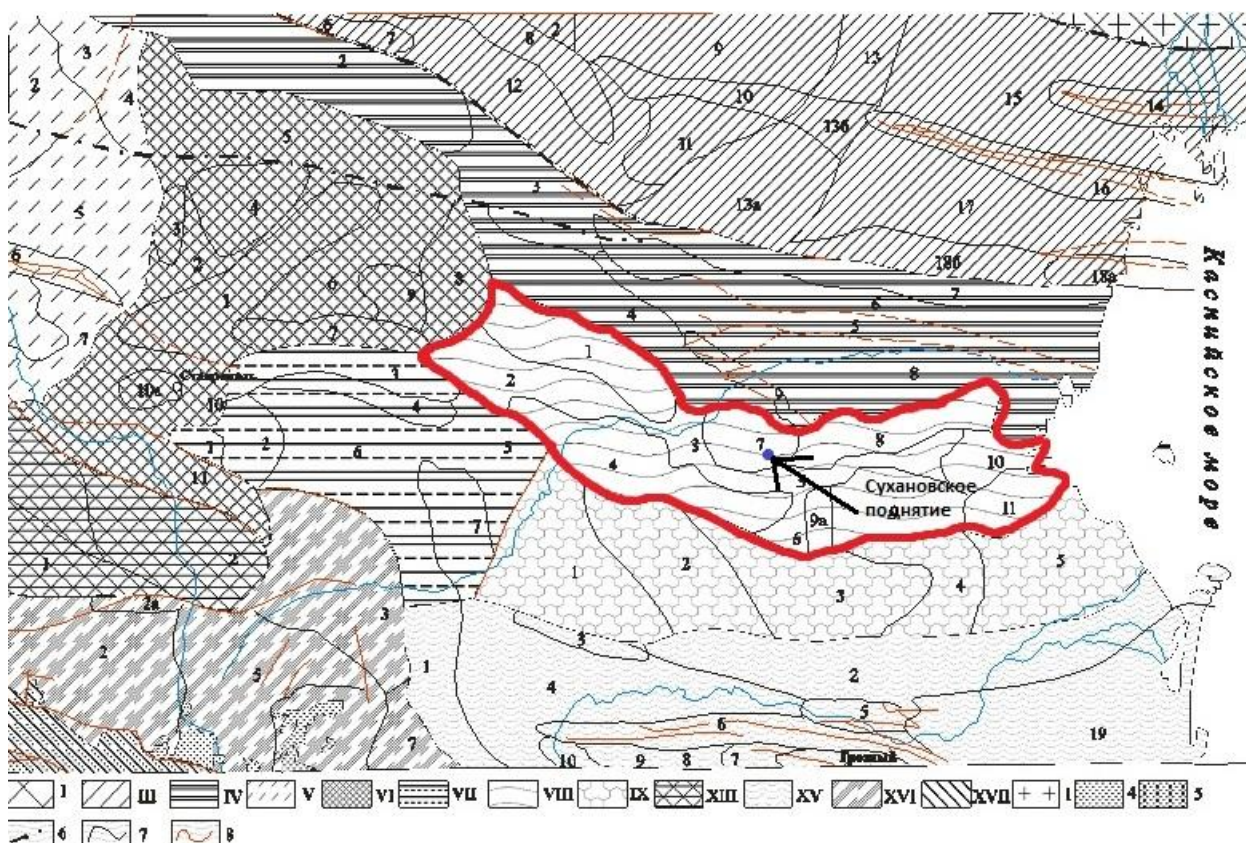


Рисунок 2 Схема тектонического районирования Центрального и Восточного Предкавказья
(Летавин А.И)

Условные обозначения к рис.2

Тектонические элементы (цифры на схеме):

Русская допалеозойская платформа: *I-Прикастийская впадина*;

Предкавказская эпигерцинская платформа: III-Кряж Карпинского (6-Гашунский прогиб, 7-Белоглинский вал, 8-Элистинский вал, 9-Заветнинско-Чилигирское поднятие, 10-Северо-Бузгинский прогиб, 11-Бузгинское поднятие, 12-Цачанская моноклираль, 13-Сарпинско-Манычская моноклираль, 13а-Ачинерская ступень, 13б-Харгатинская седловина, 14-Полдневский вал, 15-Семеновский прогиб, 16-Промысловско-Цубукский вал, 17-Джанайский

прогиб, 18-Камышанско-Каспийская ступень, 18а-Каспийское поднятие, 18б-Краснокамышанская зона поднятий); *IV-зона Манычских прогибов* (1-Томузловско-Пролетарский прогиб, 2-Гудиловский прогиб, 3-Зунда-Талгинская седловина, 4-Арзгирский прогиб, 5-Дадынский вал, 6-Чограйский прогиб, 7-Северо-Манычская моноклираль, 8-Восточно-Манычский прогиб, 9-Величаевско-Максимокумский вал); *V-Западно-Ставропольская впадина* (2-Песчанокопский прогиб, 3-Целинская седловина, 4-Сальский вал, 5-Ладовский прогиб, 6-Расшеватское поднятие, 7-Григорополисская моноклираль, 8-темижбекский прогиб, 9-Соколовско-Алексеевская зона поднятий); *VI-Ставропольский свод* (1-Северо-Ставропольский вал, 2-Тищенский прогиб, 3-Безопасненское поднятие, 4-Тахта-Кугультинское поднятие, 5-Приманычская моноклираль, 6-Камбулатская терраса, 7-Грачевско-Благодарненская зона поднятий, 8-Мирненская зона поднятий, 9-Новосадовская мульда, 10-Сенгилеевская седловина, 10а-Сенгилеевское поднятие, 11-Южно-Ставропольский вал); *VII-Восточно-Ставропольская впадина* (1-Темнолесский прогиб, 2-Янкульское поднятие, 3-Спицевский прогиб, 4-Журавская зона поднятий, 5-Томузловская ступень, 6-Александровско-Георгиевская моноклираль, 7-Чернолесский прогиб); *VIII-Прикумская система поднятий* (1-Петропавловское поднятие, 2-Довсунский прогиб, 3-Кумский прогиб, 4-Ачикулакский вал, 5-Бажиганский вал, 6-Капиевский прогиб, 7-Озек-Суатское поднятие, 8-Таловская ступень, 9-Соленоозерная терраса, 9а-Кумбаторское поднятие, 10-Чернорынковский прогиб, 11-Кочубеевский выступ); *IX-Ногайская ступень* (1-Степновское поднятие, 2-Березкинский прогиб, 3-Орта-Тюбинское поднятие, 4-Тереклинский прогиб, 5-Крайновская ступень); *XIII-Восточно-Кубанская впадина* (1-Спокойненский выступ, 2-беломечетский прогиб); *XV-Терско-Каспийский передовой прогиб* (1-Баксанская моноклираль, 2-моноклираль северного борта, 3-Советско-Курская структурная зона, 4-Предтерский прогиб, 5-Притеречная антиклинальная зона, 6-Терская антиклинальная зона, 7-Алханчуртовская синклираль, 8-Сунженская антиклинальная зона, 9-харбижинская седловина, 10-Кабардинская впадина, 14а-Петропавловская синклираль, 19-Сулакский прогиб); *XVI-Северная моноклираль Центрального Кавказа* (2-Лабино-Зеленчукская моноклираль, 2а-Черкесско-Фроловская антиклинальная зона, 3-Минераловодский выступ, 5-Кисловодская ступень, 6-Малкинское поднятие, 7-Балкарская моноклираль); *XVII-поднятие Передового хребта.*

Альпийская складчатая зона: *XIX-антиклинорий Главного хребта.*

I-Русская платформа.

Схематические выходы на дневную поверхность отложений фундамента, представленные; 4-средне-верхнепалеозойскими породами Передового хребта Центрального Кавказа, 5-

кристаллическими породами палеозойского и более древнего возраста альпийской складчатой зоны Центрального Кавказа; 6-краевые швы; 7-прочие разломы;

Границы тектонических элементов:

8 - I порядка (передовые прогибы, впадины, своды, выступы, системы поднятий и прогибов и пр.), 9 - II порядка (а - валы, прогибы, поднятия, моноклинали, б – структурные зоны, ступени и пр.).

В свою очередь, Прикумская система поднятий в совокупности с Ногайско-Тарумовской ступенью образует единый Прикумско-Ногайский свод (Рисунок 3).

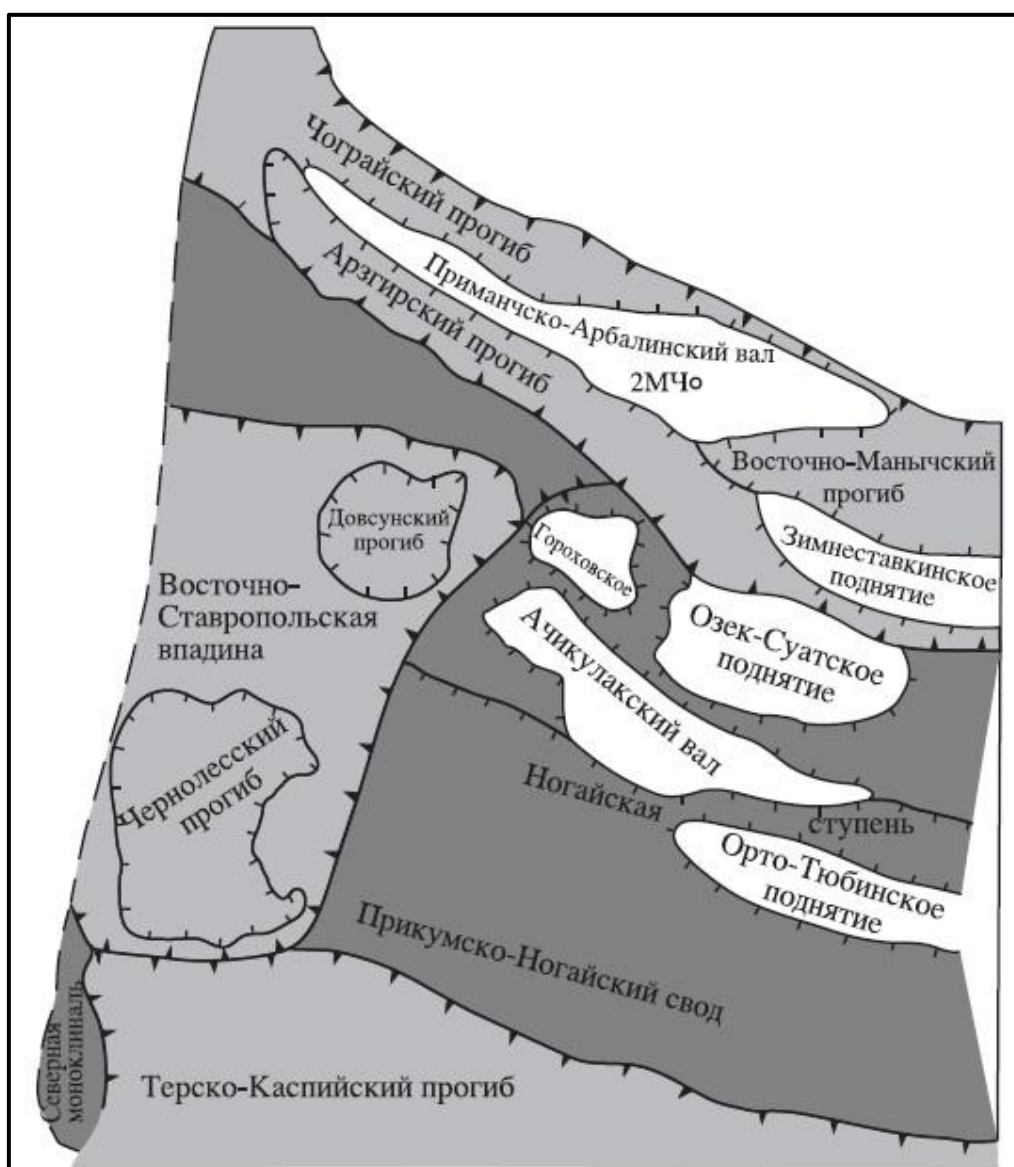


Рисунок 3 Схема тектонического районирования Восточного Предкавказья (Вестник южного научного центра РАН, 2009)

Прикумская система поднятий, куда относится исследуемая территория, граничит на севере с зоной Манычских прогибов, на северо-западе - со Ставропольским сводом, на юго-западе ограничена Восточно-Ставропольской впадиной, на юге – Ногайской ступенью, на востоке – прикаспийской зоной.

В целом структуру Предкавказья можно назвать разломно-блоковой. Восточное Предкавказье является особой структурой, так как на этой территории сосредоточены наиболее значимые нефтегазопоявления в палеозойское время, а также с ней связана основная нефтегазоносность отложений осадочного мезозойского чехла.

На западе границей Восточного Предкавказья является глубинный поперечный Восточно-Ставропольский разлом (часть структурного шва глобального уровня, который на севере уходит в Восточно-Европейскую платформу и через байкалиды Тимана на западе переходит в зону Баренцева моря, а на юге протягивается через весь Кавказ и имеет продолжение к грабену Красного моря). Важную роль в разграничении геоструктур с различным развитием имеет планетарный Транскавказский разлом, образовавшийся в глубоком докембрии. Транскавказский субмеридиональный разлом контролировал и определял палеотектонические условия осадконакопления, а также меридиональную структурно-формационную зональность на протяжении всего фанерозойского этапа развития земной коры. В современном плане Транскавказский глубинный разлом разграничивает широкие субмеридиональные полосы развития разновозрастных формационных комплексов, выходящих на домезозойскую поверхность.

Территория Восточного Предкавказья разделена на две части Георгиевско-Арзгирским глубинным разломом:

- западную, опущенную (на юге совмещенную примерно с современной Восточно-Ставропольской впадиной);
- восточную, приподнятую.

Для Восточного Предкавказья в плане геотектонического режима и образования структур характерно преобладание прогибания и интенсивного непрерывного осадконакопления. Примером может служить осадконакопление Прикумско-Ногайского свода.

Сухановская структура выявлена в результате сейсмических исследований в 1986 г. и околонуна глубокими разведочными скважинами, пробуренными с целью поисков залежей нефти и газа. Структура имеет размеры 2,5 x 2,0 км, амплитуда составляет 50 м.

Начало формирования Сухановской структуры относится к началу юры, когда в отложениях нефтекумской свиты образовались антиклинальные поднятия. Структура относится к группе унаследованных.

В осадочном чехле, перекрывающем триасовые отложения, выделяются два структурных яруса. Нижний структурный ярус (юра - верхний палеоген) наследует структуру складчатого основания и триасового комплекса, но отличается небольшими углами наклона. Верхний структурный ярус (миоцен - постплиоцен) характеризуется, практически, моноклинальным залеганием с небольшим наклоном на юго-восток.

По кровле $J_2 V_1$ пласта поднятие Русский Хутор Северный имеет неправильную куполовидную форму с простиранием оси с юго-запада на северо-восток. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе - 3440 м: 1,5 x 1,0 км, амплитуда 15 м (отмечаются структурные осложнения). Поднятие ассиметричное, с пологим (1°) северо-западным и более крутым ($1^\circ 30'$) юго-восточным крылом.

По кровле $J_3 I$ пласта структурный план в общих чертах сохраняет формы среднеюрских отложений. Положение свода сохраняется. По замкнутой изогипсе - 3250 м размеры поднятия 5,0 x 3,5 км, амплитуда - 40 м. Углы падения крыльев сохраняются.

По кровле $K_1 IX$ пласта структурный план также наследует основные черты тектоники юрских отложений. По замкнутой изогипсе - 3180 м размеры поднятия составляют 2,0 x 3,0 км, амплитуда 50 м. Углы падения крыльев северо-западного $0^\circ 55'$, юго-восточного $0^\circ 57'$.

Структурные планы альбских и верхнемеловых отложений отображают черты тектоники апта, неокома.

Для фундамента в пределах Сухановского поднятия, как и для Восточного Предкавказья в целом, характерна неровно-уступчатая поверхность. Поверхность палеозоя расчленена. Среди палеозойских пород выделяют слабо метаморфизованные черносланцевые образования, менее развиты зеленосланцевые толщи. Редко встречаются породы эпидот-амфиболитовой фации. На исследуемой территории отложения датируются средним карбоном. На непрерывность осадконакопления указывает отсутствие проявлений гранитоидных интрузий в массиве пород. В пределах Сухановского месторождения породы палеозойского складчатого фундамента вскрыты единичными скважинами на незначительную глубину. Вскрытая толща составляет 35 м.

3.2 Строение осадочного чехла

Осадочный чехол Сухановского месторождения представлен породами, имеющими возраст от триасового до современного включительно. Литолого-стратиграфическая характеристика базируется на результатах палеонтологических, петрографических исследований керна, геолого-геофизических сопоставлений разрезов скважин, проведенных ранее в СевКавНИИнефть (Рисунок 4).

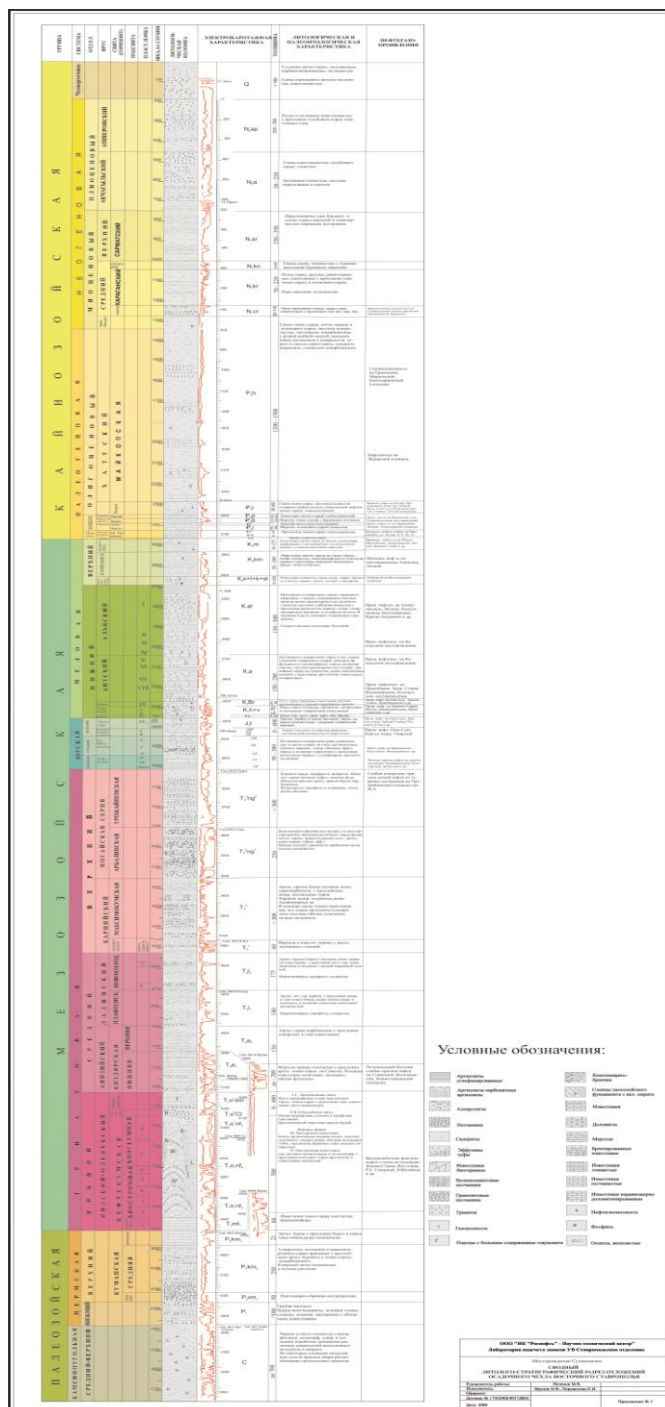


Рисунок 4 Стратиграфическая колонка Сухановского месторождения (Научно-технический отчет..., 2008)

Триасовая система

В пределах исследуемой структуры отложения триасовой системы характеризуются неповсеместным распространением и представлены *нижним отделом* в составе куманской свиты. Формирование отложений куманской свиты происходили в переходной обстановке от континентальной к морской. Отложения куманской свиты заполняют эрозионные грабенообразные впадины в рельефе фундамента на севере и северо-востоке поднятия и отсутствуют на большей его части. В нижней части разреза отложения представлены преимущественно гравелитами, далее вверх по разрезу сменяются песчаниками. В верхней части разреза песчаники переслаиваются с алевролитами и аргиллитами. Песчанки и алевролиты красно-бурые, пестроцветные, имеют кварц-полевошпатовый состав, гидрослюдистые, разнзернистые с глинисто-слюдистым и кремнисто-слюдистым цементом порового и порово-базального типа. Вскрытая толща отложений составляет 80м.

Юрская система

Отложения триасовой системы со стратиграфическим несогласием перекрываются отложениями юрского возраста. В пределах Сухановского поднятия отложения юрской системы представлены средним и верхним отделами.

В составе *среднего отдела* выделяются ярусы: ааленский, байосский и батский, что соответствует расположению VI, V, IV продуктивных пластов. Отложения среднего отдела сложены кварцевыми серыми и светло-серыми песчаниками и алевролитами, реже гравелитами с глинисто-каолинитовым цементом. Для отложений характерно содержание обломков эффузивных пород. В нижней части разреза характерно наличие туфогенных пород с прослоями черных аргиллитов, содержащих большое количество углефицированных остатков растений. Мощность отложений в пределах структуры колеблется от 115 до 165 м.

В разрезе *верхнего отдела* юры выделяются кимериджский ярус (I пласт) и келловейский ярус (III, II, пласты). Отложения верхнего отдела согласно залегают на нижележащих породах среднего отдела. Для нижней части разреза келловейского яруса характерно залегание кварцевых серых песчаников, переслаивающихся с аргиллитами темно-серыми, содержащими пиритизированные включения сидеритов и известняков.

Кимериджский ярус и верхняя часть келловейского яруса сложена песчаниками, алевролитами, известняками, доломитами и аргиллитами. В кровле келловейского яруса залегает пласт темно-серых аргиллитов с прослоями алевролитов и известняков. Выше следует карбонатная толща, представленная темно-серыми и буровато-серыми мергелями, известняками и доломитами, в основании которой выделяется пачка карбонатных песчаников и алевролитов. Кимериджский ярус представлена чередованием терригенных и карбонатных пород: песчаников, алевролитов, аргиллитов, известняков и доломитов.

Песчаники кварцевые, мелкозернистые, в различной степени карбонатизированные, светло-серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком. Для них характерно содержание глинистого материала до 10%. Аргиллиты темно-серого цвета до черного, плотные, в основном некарбонатные. Известняки и доломиты микрокристаллические, плотные, крепкие светло- и темно-серого цвета. Общая мощность отложений верхнего отдела достигает 65м.

Меловая система

Отложения меловой системы в пределах Сухановского поднятия представлены нижним и верхним отделами. Для *нижнего отдела* характерно наличие всех ярусов: берриасский, валанжинский, готеривский, барремский, аптский, альбский. К этим ярусам приурочены 13 продуктивных пластов.

Берриасский (XIII, XII пласты) ярус представлен чередованием разнозернистых серо-зеленоватых песчаников и серых алевролитов с прослоями гравелитов, аргиллитов и известняков. Для песчаников этой толщи характерна плохая отсортированность терригенного материала и наличие большого числа включений зерен кварца и обломков горных пород. Мощность отложений составляет 52 м.

Валанжинский (XI пласт) ярус в основании представлен разнозернистыми, крепкими, светло-серыми песчаниками и плотными темно-серыми аргиллитами. Выше по разрезу сменяются серыми и темно-серыми крепкими мелкозернистыми, неслоистыми известняками. Мощность отложений - 48 м.

Готеривский (X пласт) ярус представлен мелко- и среднезернистыми светло- и темно-серыми песчаниками и алевролитами с прослоями в нижней части оолитовых и органогенно-детритовых известняков, в верхней части преобладают темно-серые аргиллиты. Мощность отложений составляет 20 м.

Барремский ярус (IX пласт) представлен переслаиванием темно-серых оолитовых известняков и мелко-,среднезернистых буровато-серых алевролитов и песчаников и аргиллитов. Мощность отложений - 10 м.

Аптский (VIII, VII, VI, V пласты) ярус сложен серыми и зеленовато-серыми, мелкозернистым, местами разнозернистыми глауконито-кварцевыми песчаниками, содержащими обломки эффузивных и метаморфизованных пород, гравийные зерна на глинистом, редко кальцитовом цементе и темно-серыми, черными, плотными аргиллитами. Мощность отложений достигает 275м.

Альбский (IV, III, II, I пласты) ярус представлен песчаниками и алевролитами светло-, темно-серыми, глауконито-кварцевыми с малым содержанием полевых шпатов, мелко-среднезернистыми, волнисто-слоистыми, местами слабоизвестковистыми с прослоями черных аргиллитов, содержащих тонко-дисперсную органику и сульфиды железа. В подошве

пласта характерно повышенное содержание глауконита. Мощность отложений достигает 300 м.

. Общая мощность нижнего отдела составляет 705 м.

Отложения *верхнего отдела* представлены, турон-коньякским, сантонским, кампанским и маастрихтским ярусами. Они со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижнего отдела.

Турон-коньякский и сантонский ярусы преимущественно сложены светло-серыми, глинистыми, часто микрозернистыми и пелитоморфными, крепкими известняками с прослоями темно-серых мергелей. Для отложений характерны терригенные примеси со стиллолитовыми швами, а также включения фосфатов и сульфитов. Мощность отложений достигает 120 м.

Кампанский ярус представлен светло-серыми до темно-серых известняками. Известняки слабо глинистые, пелитоморфные со стиллолитовыми швами с прослоями зеленовато-серых, тонко-слоистых мергелей. Мощность отложений – 31 м.

Маастрихтский ярус сложен известняками светло-серыми почти белыми, фарфоровидными, мелоподобными, пелитоморфными и трещиноватыми со стиллолитовыми швами с тонкими прослоями мергелей. Мощность отложений - 61 м.

Общая мощность верхнего отдела составляет 212м.

Палеогеновая система

В пределах Сухановского поднятия палеогеновые отложения выделяются в объеме палеоценового, эоценового и олигоценового отделов.

Отложения *палеоцена* в нижней части (датский ярус) представлены микрозернистыми, плотными известняками светло-серого цвета, мощность отложений которых 2 м. Далее на размытой поверхности датского яруса залегают аргиллиты темно-серые, известковистые с прослоями мергелей. Мощность палеоценовых отложений 25 м.

Эоценовые отложения представлены черкесской, керестинской, кумской и белоглинской свитами, которые сложены аргиллитами карбонатными, известняками и мергелями. Мощность эоценовых отложений - 85 м.

Черкесская свита сложена карбонатными аргиллитами с прослоями зеленовато-серых тонкоглинистых плотных мергелей.

Керестинская свита сложена светло-серыми пелитоморфными известняками.

Кумская свита представлена глинистыми известняками и мергелями темно-серого цвета с буроватым оттенком.

Белоглинская свита. Отложения представлены в основном известняками и мергелями светло-серыми, пелитоморфными, глинистыми. В трещиноватых зонах известняков и мергелей имеются промышленные скопления нефти.

Олигоценовый отдел представлен хадумской и баталпашинской свитами. Общая мощность отложений олигоцена составляет 190 м.

Хадумская свита представлена песчано-глинистой пачкой с включениями карбонатных пород. Подошвенная часть пачки сложена темно-серыми глинами. Глина листовато-слоистая. В средней части залегает остракодовый пласт, сложенный известняками и мергелями. Толщина его 2-3 м., но он хорошо выдержан и прослеживается повсеместно, поэтому служит маркирующим горизонтом.

Баталпашинская свита сложена глинами буровато-серыми, некарбонатными, местами алевритистыми, с растительными и рыбными остатками.

Неогеновая система

Неогеновые отложения представлены миоценовым и плиоценовым отделами.

Миоценовый отдел представлен среднемайкопской и верхнемайкопской подсериями, чокракским, конкским, караганским и сарматским ярусами. Общая мощность миоценовых отложений достигает 1305 м.

Средне- и верхнемайкопские подсерии сложены темно-серыми, почти черными и зеленовато-серыми глинами. Глины местами алевритистые, листоватые, некарбонатные с редкой рыбьей чешуей. Глины вмещают пачки песчаников и алевролитов серого и светло-серого цвета. Песчаники и алевролиты слюдисто-кварцевые, глинистые, некарбонатные.

Чокракский ярус представлен зеленовато-серыми кварц-глауконитовыми песчаниками, известковистыми с прослоями зеленовато-серых известковистых глин.

Караганский ярус сложен серыми рыхлыми равнозернистыми известковистыми песчаниками, в которых встречаются прослои темно-серых и зеленовато-серых глин. Найдены ядра диатомей и пелециподы.

Конкский ярус представлен серыми песчанистыми глинами с тонкими прослоями буроватых мергелей.

Сарматский ярус представлен переслаиванием глин буровато- и зелено-серых, мергелей и тонкозернистых кварцевых песчаников.

Плиоценовый отдел представлен акчагыльским и апшеронским ярусами. Общая мощность плиоценовых отложений 705 м.

В нижней части акчагыльский ярус сложен глинистыми песчаниками, местами переходящими в мергели. В верхней части разреза преобладают голубовато-серые, слоистые, известковистые глины.

Апшеронский ярус сложен известковистыми песками и песчаниками с прослоями голубовато-серых известковистых глин.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы в пределах Сухановского поднятия в нижней части разреза представлена коричневатато-желтыми неслоистыми, известковистыми глинами. Далее вверх по разрезу глины сменяются желто-серыми, лессовидными суглинками. Суглинки песчанистые и карбонатизированные. Мощность четвертичных отложений составляет 150м.

3.3 История геологического развития территории

Существуют предположения, что на рифейском этапе на территории Предкавказья развивался рифт. Сейчас центральную часть рифта занимает Предкавказский надрифтовый синклиниорий, границами которого на севере является древний Манычский антиклинорий, а на юге – Черкесский.

Стабилизация тектонических движений в вендский этап способствовала развитию надрифтовой синеклизы. В районах Восточного Предкавказья были установлены песчано-сланцевые отложения верхней части вендского комплекса.

На начало палеозойской эпохи Предкавказье разделяется на три структурные зоны: Западную, Центральную и Восточную. Для Предкавказья характерно формирование шельфовой структуры с карбонатными отложениями и впадины с некомпенсированным осадконакоплением в период глобальной трансгрессии позднедевонского-турнейского времени, где происходило формирование нефтематеринских свит. Для отложений девона и карбона характерны рифовые проявления.

На территории Прикумско-Ногайского свода (в пределах которого располагается Сухановское поднятие) в девоне развивались карбонатные платформы, накапливались органогенные постройки, разделенные некомпенсированными осадками впадины.

В карбоне площадь прогибов, сложенных некомпенсированными осадками увеличивается, мощность отложений достигает 2600м. Отмечается, что образование рифтовых отложений приурочено к нижнему и среднему карбону, перми. Преимущественным было терригенное осадконакопление. Во второй половине среднего карбона было отмечено поднятие территории Восточного Предкавказья и превращение его в меридиональную террасу. Для террасы характерно погружение в направлении с запада на восток накопление тонкообломочного терригенного материала.

Важной особенностью строения Восточного Предкавказья является меридиональная структурно-фациальная зональность. Палеоструктурный план конца герцинского этапа на территории Восточного Предкавказья способствовал непрерывному накоплению осадков начиная со среднего карбона. Доказательствами непрерывности осадконакопления является отсутствие проявлений гранитоидных интрузий и наиболее полный разрез палеозойских отложений. Только в Восточном Предкавказье наблюдаются отложения, приуроченные к верхнему карбону и перми.

В триасовое время началась трансгрессия, отложения формировались в переходной обстановке от континентальной к морской и морской. Интенсивное воздымание территории датируется поздним триасом. Отложения триаса принимают участие в строении

«переходного» комплекса на территории Восточного Предкавказья. Отложения не имеют единого площадного распространения. В основном ими сложены отрицательные части рельефа фундамента. Переходной обстановке характерно интенсивное движение блоков по разломам и дальнейшее выравнивание тектонически эродированного рельефа, что привело к крупнейшим трансгрессиям в юрское и меловое время.

Образование Сухановского поднятия относится к началу юры. В это время началось образование антиклиналей в пластах нефтекумской свиты. Отложения юры развиты значительно шире. Они также местами участвуют в строении фундамента и слагают нижние горизонты платформенного осадочного чехла. Для юрского периода отмечены отложения песчаников, алевролитов и глин в мелководно-морских обстановках осадконакопления (Рисунок 5,6)

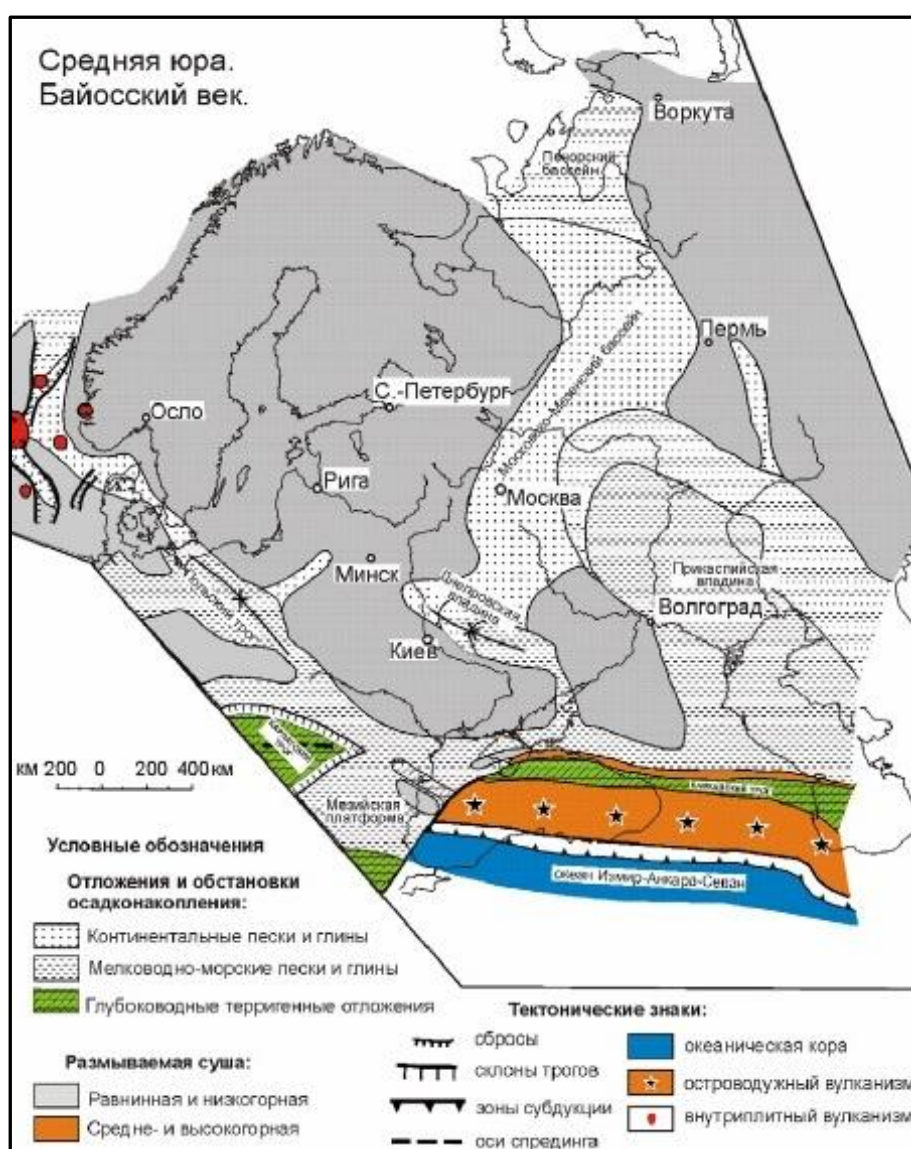


Рисунок 5 Палеогеографическая карта средней юры (байосский век) с нанесением тектонических элементов (Никишин, 2005)

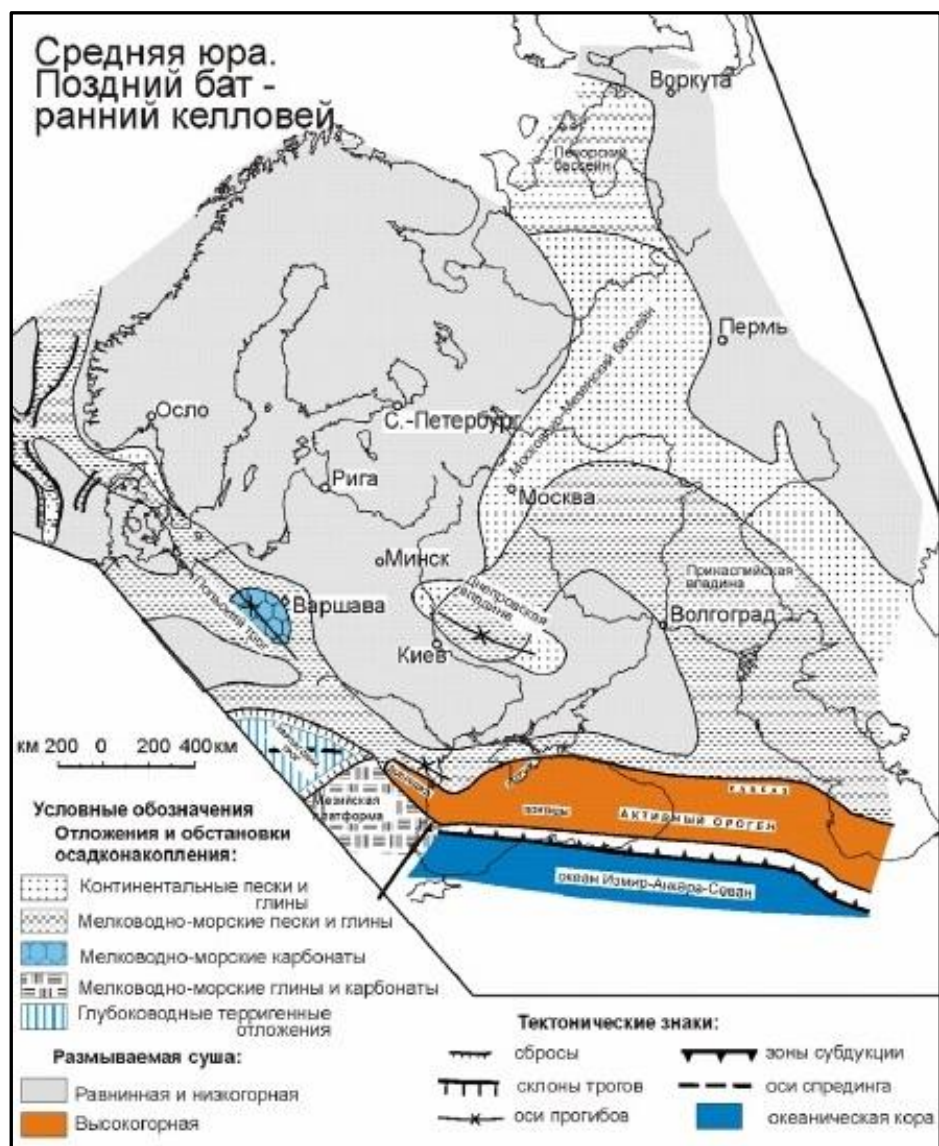


Рисунок 6 Палеогеографическая карта средней юры (поздний бат – ранний келловей) с нанесением тектонических элементов (Никишин, 2005)

Обстановка осадконакопления меняется в конце юры – начале мела (Рисунок 7,8). Преобладают глубоководные и мелководно-морские отложения, представленные песчаниками, глинами и известняками и мергелями соответственно.

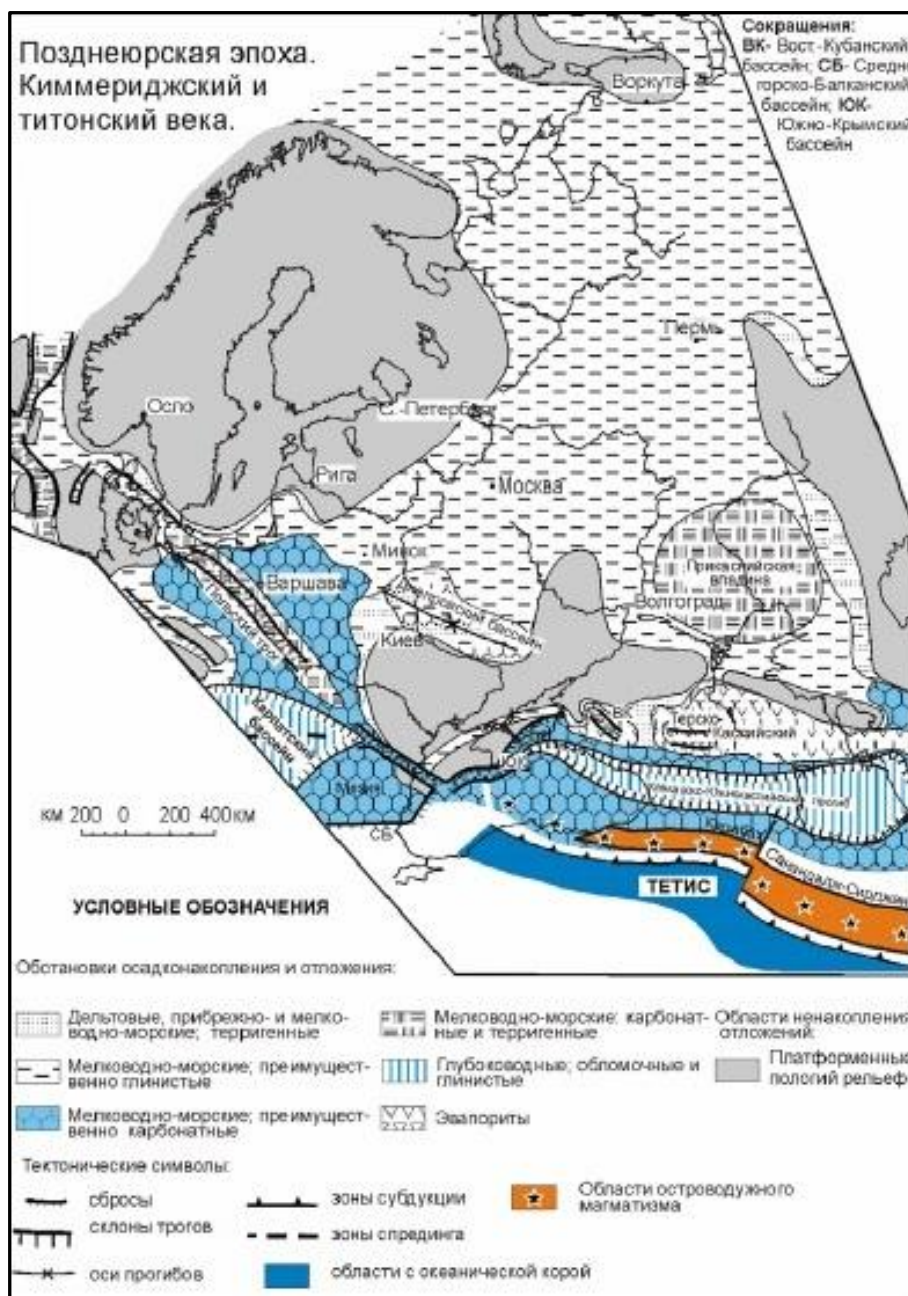


Рисунок 7 Палеогеографическая карта поздней юры юры (киммериджский и титонский века) с нанесением тектонических элементов (Никишин, 2005)

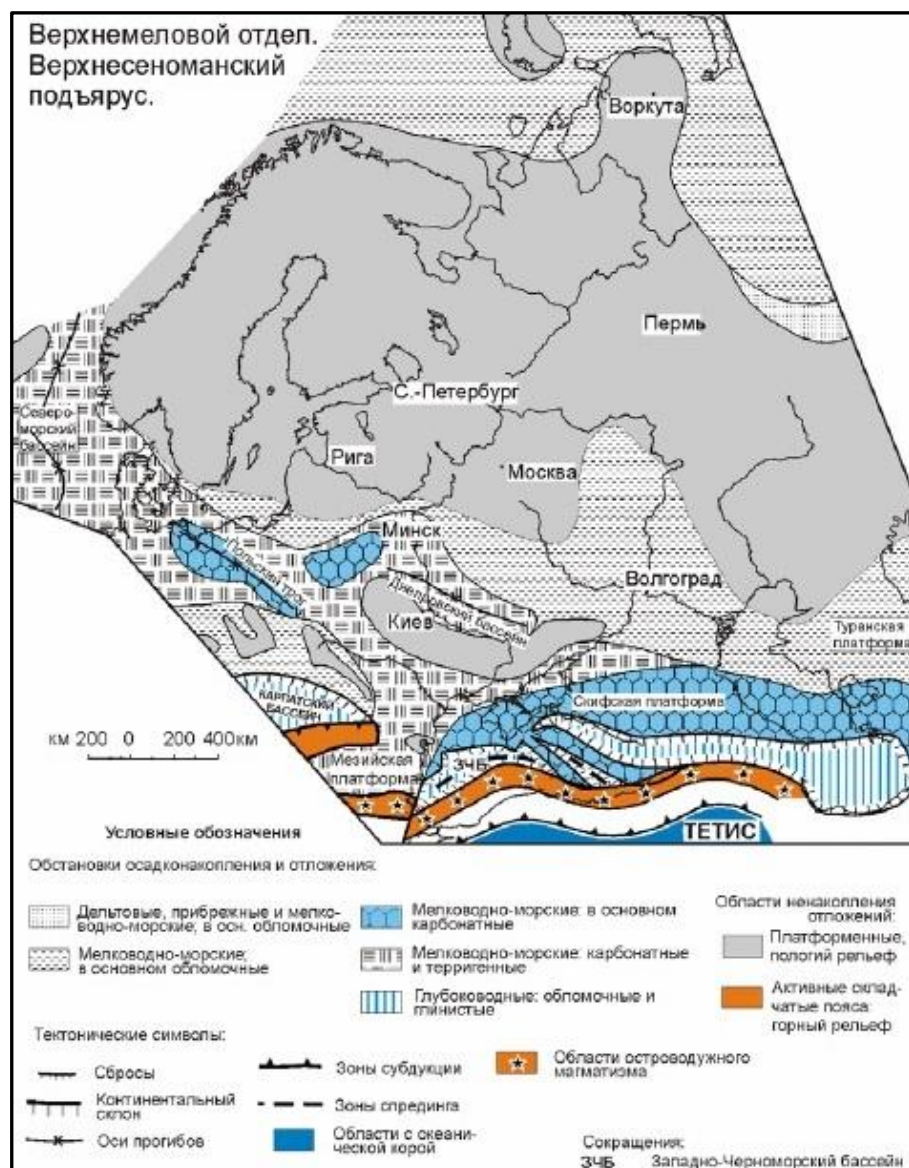


Рисунок 8 Палеогеографическая карта верхнего мела с нанесением тектонических элементов (Никишин, 2005)

В палеогеновое время на территории Скифской плиты характерны мелководно-морские обстановки осадконакопления. Повсеместно распространены известняки, мергели, глины (Рисунок 9)

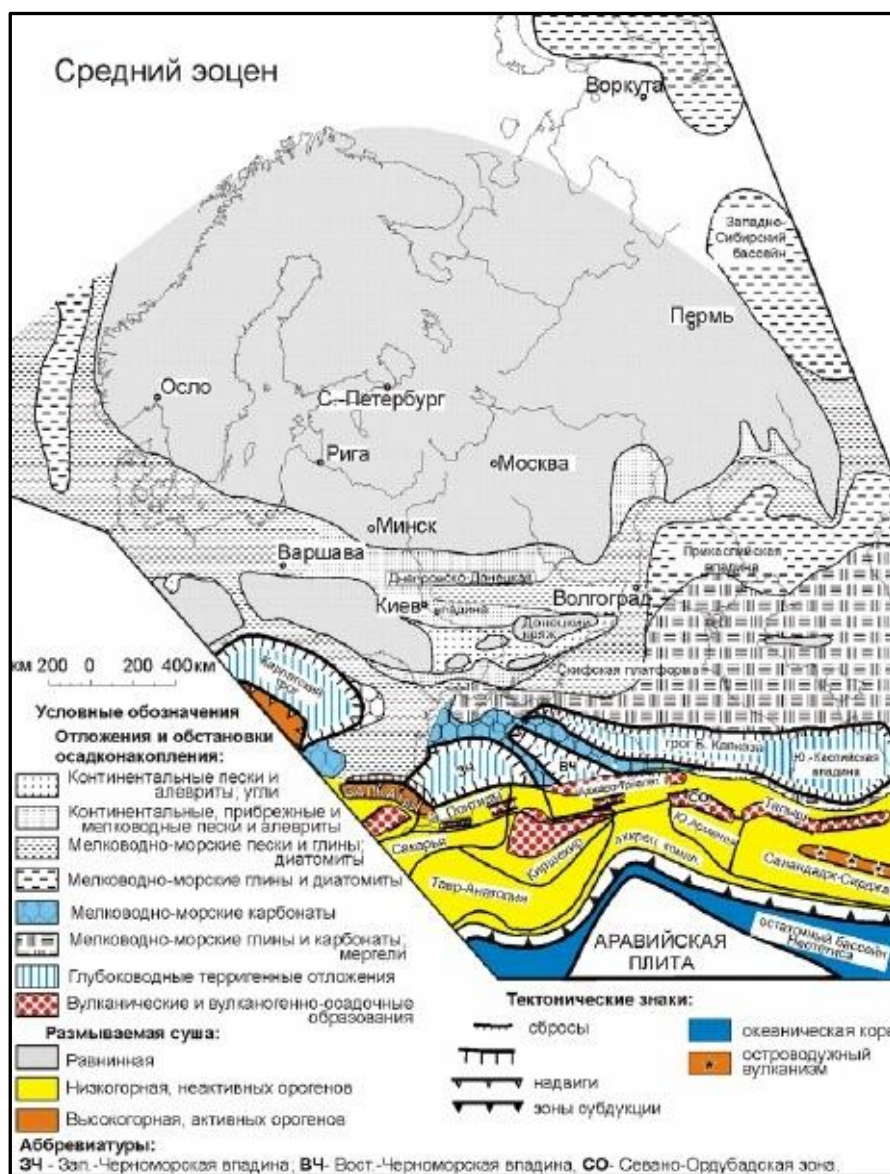


Рисунок 9 Палеогеографическая карта среднего эоцена с нанесением тектонических элементов (Никишин, 2005)

В пределах континентальных условий осадконакопления накапливались неогеновые и четвертичные отложения, распространенные в Восточном Предкавказье повсеместно. Они слагают мощную терригенную и местами в верхней части разреза терригенно-карбонатную толщу, представленную песками и песчаниками, постепенно сменяющимися глинами и мергелями.

4 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ РАЙОНА РАБОТ

Сухановское месторождение относится к Величаевско-Максимокумской зоне нефтегазонакопления Прикумского нефтегазоносного района Восточно-Предкавказской НГО. Диапазон нефтегазонакопления в разрезе осадочного чехла в пределах Сухановского месторождения представлен меловыми и юрскими отложениями. Выделяется 9 продуктивных пластов на Сухановском месторождении: 4 пласта, приуроченные к нижнему мелу и 5 средней и верхней юре (Таблица 1).

Таблица 1

Продуктивные пласты Сухановского месторождения

№№ п/п	Стратиграфическое положение	Литология	Тип коллектора	Индекс пласта
1	нижний мел аптский	Песчаники Алевролиты	Поровый	K ₁ VIII
2	нижний мел барремский ярус	Известняки	Поровый	K ₁ IX
3	нижний мел валанжинский ярус	Песчаники Алевролиты	Поровый	K ₁ XI
4	нижний мел берриасский ярус	Песчаники Алевролиты	Поровый	K ₁ XIII
5	верхняя юра кимериджский ярус	Песчаники	Поровый	J ₃ I
6	верхняя юра келловейский ярус	Песчаники	Поровый	J ₃ III ₂
7	верхняя юра келловейский ярус	Песчаники Алевролиты	Поровый	J ₃ III ₃
8	средняя юра байосский ярус	Песчаники Алевролиты	Поровый	J ₂ V ₁
9	средняя юра байосский ярус	Песчаники Алевролиты	Поровый	J ₂ V ₂

На Сухановском месторождении выявлено 9 нефтяных и 3 газоконденсатных залежи. Нефтяные залежи приурочены к нижнемеловым (K_1IX , K_1XI , K_1XIII) и юрским (J_3I , J_3III_3 , J_2V_1 , J_2V_2) отложениям. Газоконденсатные залежи содержатся в K_1VIII пласте нижнего мела, а также в пластах J_3III_2 и J_3III_3 верхней юры (Рисунок 10).

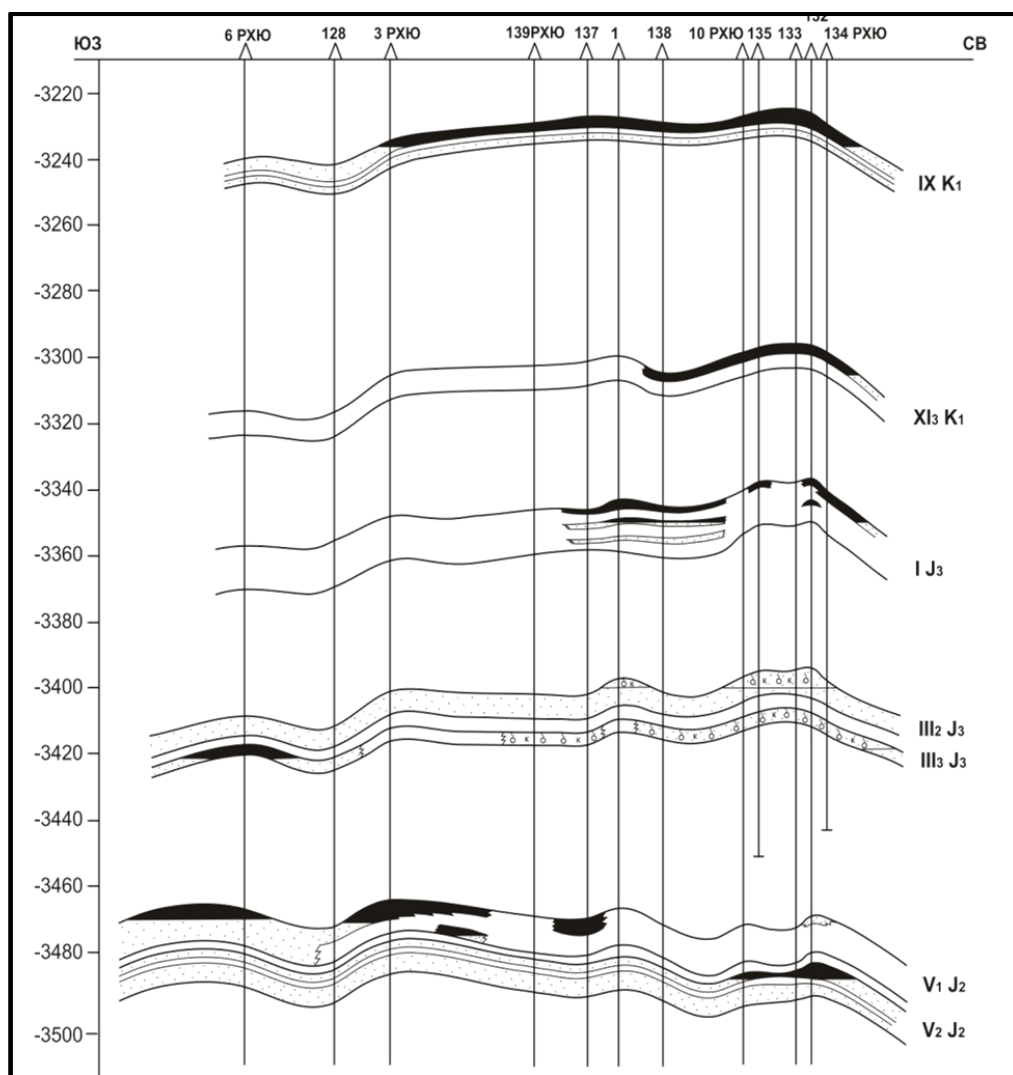


Рисунок 10 Геологический разрез по скважинам Сухановского месторождения (Научно-технический отчет..., 2008)

4.1 Характеристика продуктивных пластов нижнемеловых отложений

Пласт K_1VIII

Литологически пласт представлен песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами и гравелитами. В разрезе преобладают песчаники и алевролиты, но на отдельных участках встречаются прослои гравелитов в средней части пласта и в его подошве. Песчаники светло-, темно-серые, мелкозернистые, полимиктовые, в различной степени уплотненные, с глинисто-кремнисто-хлоритовым цементом, реже кварцево-карбонатным-гидрослюдистым.

Для песчаников характерно наличие оолитов. Карбонатность песчаников не превышает и 1%, в основном они некарбонатные. Терригенная часть песчаников – окатанные в различной степени зерна кварца, а также зерна полевого шпата. Алевролиты светло-,темно-серого цвета, слюдистые, косослоистые. Сложены зернами кварца, полевого шпата и кремнистых пород. Отмечается наличие скоплений пирита и углефицированных остатков растений. Для алевролитов характерна повышенная глинистость, количество пелитовой фракции может достигать 40%. Как и песчаники, слабокарбонатны. Глины и аргиллиты пласта темно-серого и черного цвета, плотные, крепкие, сложены некарбонатными слюдистыми разностями.

Впервые проявления УВ были вскрыты в 1988 году в скважине №1 сух. Залежь пласта К_IVIII газоконденсатная пластовая сводовая с внутренним контуром нефтеносности. Размеры залежи 4,5 км на 1,2 км. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина колеблется в пределах 0-12 м. Пористость отложений (К_{пор.откр}) 0,12-22, среднее значение 0,17. Коэффициент газонасыщенности (К_г) изменяется в пределах 0,57-0,73, среднее значение – 0,63.

Геологический разрез продуктивного пласта К_IVIII представлен на Рисунке 11.

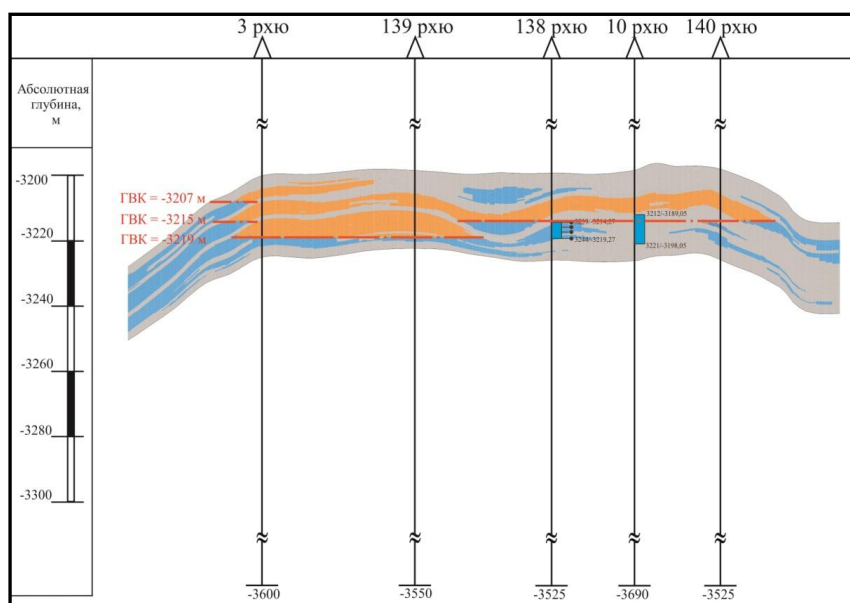


Рисунок 11 Геологический разрез продуктивного пласта К_IVIII (Научно-технический отчет..., 2008)

При опробовании скважин были получены следующие результаты:

- газоконденсат с водой получен в скважинах №№1сух, 2сух, 4сух, 132рхю;
- получение пластовой воды без газоконденсата в скважинах №№ 4рхю, 142 сух.

Начальные геологические запасы С₂ – 244 тыс.т, НИЗ – 166 тыс.т, проектный КИК – 0,680.

Пласт $K_1 IX$

Для пласта характерно ритмичное переслаивание песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями гравелитов, глин, аргиллитов и известняков. Песчаники светло-серые, с буроватым оттенком, кварцевые, с глауконито-слюдистыми, реже – кальцитовым цементом, в различной степени уплотненные, иногда рыхлые, менее глинистые (сравнительно с породами $K_1 VIII$ пласта). Карбонатность песчаников невелика, обычно не превышает 6%. Алевролиты светло-серого цвета, сложены обломками кварца, кремнистых пород, полевого шпата и глауконита, с гидрослюдистым, пирит-глауконитовым и карбонатным цементом. Текстура неяснослоистая, линзовидно-пятнистая. Алевролиты слабокарбонатные, уплотненные. Глины и аргиллиты серого, темно-серого, до черного цвета, плотные, гидрослюдистые, крепкие, неслоистые, с включениями пирита, кальцита, прослойками песчаного и алевроитового материала. Известняки серого и темно-серого цвета, мелкокристаллические, оолитовые, с шероховатым изломом. Известняки крепкие, плотные, без признаков трещиноватости, с включением прожилок кальцита.

Залежь продуктивного пласта $K_1 IX$ была открыта в 1988 получением промышленного притока нефти в скважинах №№ 1сух, 133 рхю, 134 рхю. Залежь пластовая, сводовая, размеры: 4,5 км на 1,3 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 0 до 9 м. Пределы изменения $K_{пор.отк}$ – от 0,13 до 0,24, а среднее значение – 0,17. Коэффициент нефтенасыщенности (K_n) изменяется в пределах – от 0,38 до 0,71, а среднее значение – 0,53.

Геологический разрез продуктивного пласта $K_1 IX$ представлен на Рисунке 12.

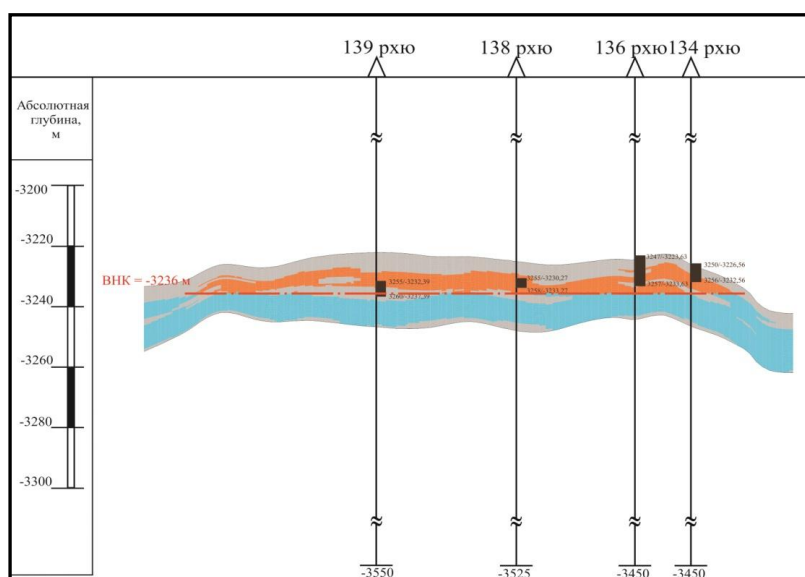


Рисунок 12 Геологический разрез продуктивного пласта $K_1 IX$ (Научно-технический отчет..., 2008)

Опробования продуктивного пласта К₁ IX проводились как в открытом стволе, так и в колонне. Всего произведено 26 опробований в 19 скважинах. Следующие результаты были получены в ходе опробований:

- получение воды без нефти в скважинах №№ 4 рхю, 142 сух;
- получение безводной нефти в скважинах №№ 139 рхю, 6 сух;
- получение нефти с водой в скважинах №№ 3 рхю, 2 сух.

Начальные геологические запасы категории С1 – 580 тыс. т, НИЗ – 176 тыс.т, проектный КИН – 0,301.

Пласт К₁ XI

Литологически пласт представлен песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с глинами, аргиллитами, гравелитами и известняками. Песчаники кварцевые, в небольших количествах присутствуют обломки кварцитов и полевых шпатов. Характерен глауконито-гидрослюдистый цемент. Песчаники имеют серовато-бурую окраску, слабокарбонатные, почти не глинистая. В отдельных интервалах песчаники переходят в темно-серые, глинистые, слюдистые гравелиты. Алевролиты светло-серые, песчанистые, слабокарбонатные. Состав алевролитов: обломки кварца, кремнистых пород, полевого шпата и глауконита. Содержание в составе пелитовой фракции достигает 20 %. Для алевролитов характерен гидрослюдистый, пирит-глауконитовый и карбонатный цемент. Глины и аргиллиты серого, темно-серого до черного цвета, плотные, гидрослюдистые, крепкие, неслоистые, с включениями пирита, кальцита, прослойками песчаного и алевролитового материала. Известняки серого и темно-серого цвета, мелкокристаллические, оолитовые, с шероховатым изломом. Известняки крепкие, плотные, без признаков трещиноватости, с включением прожилок кальцита. Терригенный материал известняков: кварц и полевые шпаты, встречаются зерна глауконита, пирита, барита.

Залежь нефти открыта в 1988 получением притока нефти в скважине №133 рхю. Залежь пластовая, сводовая, с внутренним контуром нефтеносности. Размеры: 2 км на 1 км. Значения эффективной нефтенасыщенной толщины колеблется в пределах от 0 до 4,6м. Пористость коллекторов 14,4 %, проницаемость $30 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Геологический разрез продуктивного пласта К₁ XI представлен на Рисунке 13.

Всего выполнено 12 опробований продуктивного пласта в 11 скважинах.

При опробовании скважин были получены следующие результаты:

- получение пластовой воды без нефти в скважинах №№ 4 рхю,
- получение промышленной нефти в скважинах №№ 189 рхю, 134рхю,
- нефть с водой получена в скважинах №№ 141 рхю, 2сух.

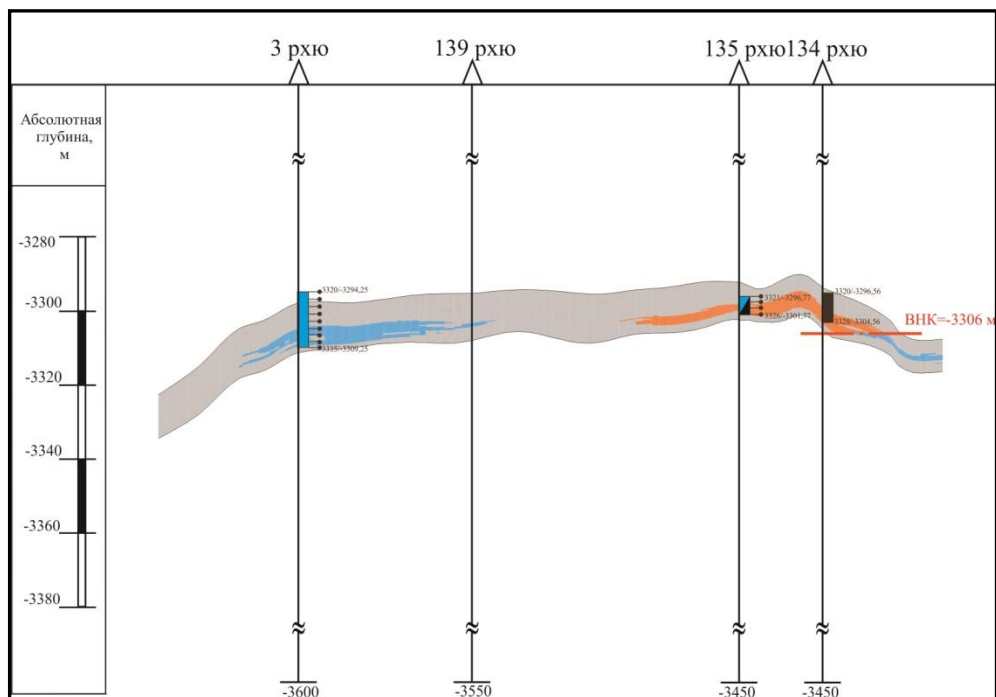


Рисунок 13 Геологический разрез продуктивного пласта К₁ XI (Научно-технический отчет..., 2008)

Геологические запасы нефти категории С1 – 104 тыс.т, НИЗ – 31 тыс.т, проектный КИН – 0,302.

Пласт К₁ XIII

На Сухановском месторождении пласт К₁ XIII сложен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и известняками, с преобладающей составляющей терригенного материала. Песчаники кварцевые, разномзернистые, светло-, темно-серые с зеленоватым и буроватым оттенком. Отмечено наличие обуглившихся остатков растений, зерна глауконита, кремнистых пород, пирита, кальцита. Также присутствуют прослои аргиллитов. Песчаники слюдястые, плотные, карбонатные (свыше 10%, может достигать 40%). Слоистость отсутствует. Для песчаников характерна небольшая глинистость. Алевролиты пласта серого цвета с зеленоватым оттенком или зеленые, иногда темно-коричневые и бурые, в различной степени слюдястые, песчанистые, плотные, неслоистые, с шероховатым и раковистым изломом. Сложены кварцем, кремнистыми породами и полевыми шпатами с карбонатно-глинистым цементом. Характерна трещиноватость, трещины, как правило, ориентированы вертикально и заполнены темным глинистым материалом. У алевролитов отмечена повышенная карбонатность, до 36%. Аргиллиты слюдястые, песчанистые, плотные, с шероховатым и раковистым изломом. Окраска аргиллитов от зеленовато-серых до темно-зеленых. Известняки мелко-, тонкозернистые, плотные, крепкие, местами трещиноватые, с включением зерен пирита и отпечатков раковин. Окраска светло-, темно-серая.

Залежь пласта К₁ XIII была открыта еще в 1965 году, когда был получен приток в скважине № 3рхю. Залежь нефти пластовая сводовая, с внутренним контуром нефтеносности. Размеры залежи: 1,2 км на 1 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 4,5 м. Пористость пород коллектора была измерена по 6 образцам. Пределы изменения К_{пор. отк} - от 0,13 до 0,17, а среднее значение – 0,15, определенное по 5 скважинам. Коэффициент нефтенасыщенности пласта К₁XIII определялся по 2 образцам. Пределы изменения К_н - от 0,33 до 0,58, а среднее значение – 0,45.

Геологический разрез продуктивного пласта К₁ XIII представлен на Рисунке 14.

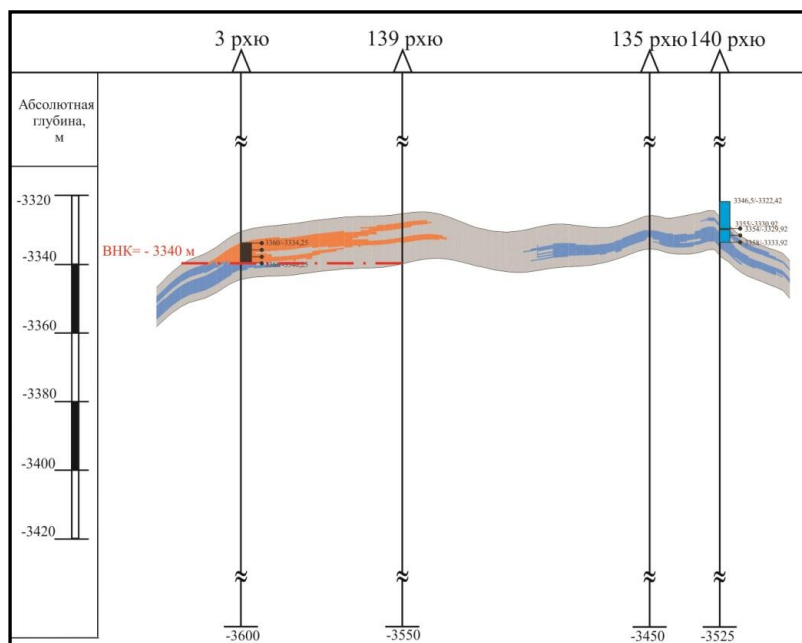


Рисунок 14 Геологический разрез продуктивного пласта К₁ XIII (Научно-технический отчет..., 2008)

Опробования пласта выполнялось в 6 скважинах в окрестностях залежи и в 6 скважинах, расположенных на самостоятельных поднятиях.

При опробовании скважин были получены следующие результаты:

- получение пластовой воды без нефти в скважине № 4 сух;
- безводная нефть получена в скважине № 3 рхю;
- интервалов получения нефти с водой не было зафиксировано.

Геологические запасы нефти категории С2 – 338 тыс.т, НИЗ – 101 тыс.т, проектный КИН – 0,300.

4.2 Характеристика продуктивных пластов юрских отложений

Пласт J₃I

Продуктивный пласт J₃I представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники разномерные – от грубо- до мелкозернистых, в различной степени уплотненные, карбонатные и сильно карбонатные. Окраска серая, темно-серая, зеленовато-серая и темно-коричневая. Для песчаников характерна вертикальная трещиноватость. В породе встречаются гравийные кварцевые зерна в виде включений, кальцит, растительные остатки, а также стяжения пирита. Алевролиты песчаные, глинистые, слабослюдистые, карбонатные, плотные, крепкие, неслоистые. Бывают серого, темно-серого и темно-зеленого цвета. Для алевролитов характерны включения пирита и стяжения глинистого материала. В разрезе пласта аргиллиты встречаются редко. Аргиллиты темно-зеленого цвета, слабокарбонатные, крепкие, неслоистые.

Залежь нефти в пласте J₃I была открыта в 1989 году, получен промышленный приток нефти в скважинах №№ 1 сух, 134 рхю. Залежь пластовая сводовая, по всей поверхности подстилается водой. Отметка ВНК составляет -3346,0м. Размеры залежи: 2,5 км на 0,8 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах от 0 до 7 м. Пористость породы была измерена по 9 образцам. Пределы изменения $K_{пор.отк}$ – от 0,10 до 0,18, а среднее значение – 0,13. Коэффициент нефтенасыщенности пласта J₃I определялся по 4 образцам. Пределы изменения K_n – от 0,46 до 0,83, а среднее значение – 0,67.

Геологический разрез продуктивного пласта J₃I представлен на Рисунке 15.

Опробования продуктивного пласта выполнялось 9 раз в 9 скважинах (6 скважин расположено в окрестностях залежи и 3 расположены на самостоятельных поднятиях). При опробовании скважин получены следующие результаты:

- получение пластовой воды без нефти в скважине №7 рхю;
- безводная нефть получена в скважине №1 сух.

Геологические запасы нефти категории С1 – 147 тыс.т, НИЗ – 44 тыс. т, проектный КИН – 0,300.

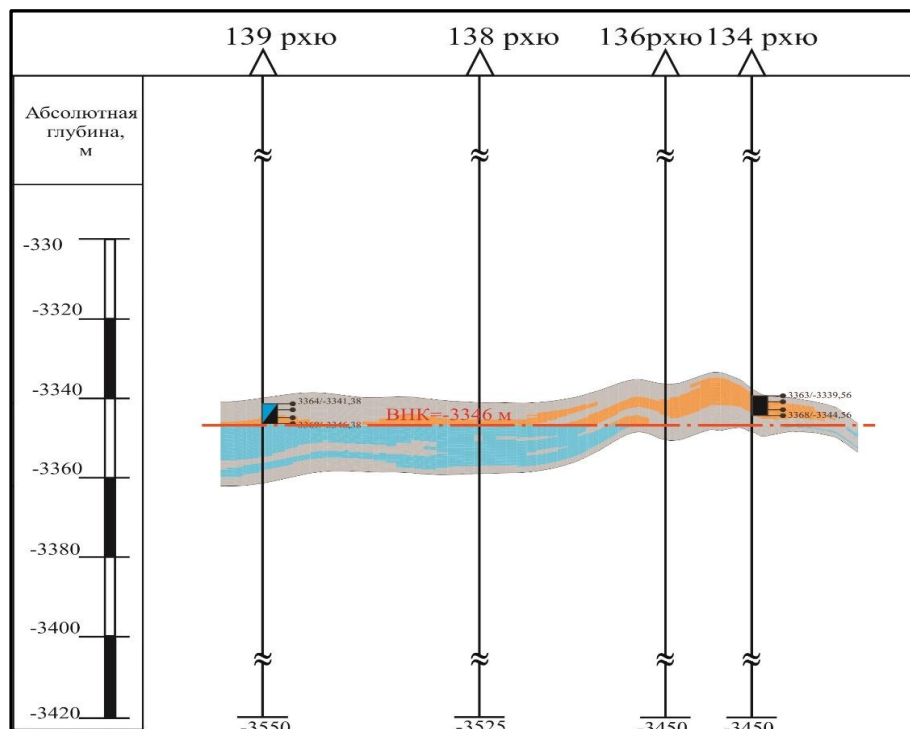


Рисунок 15 Геологический разрез продуктивного пласта J₃I (Научно-технический отчет..., 2008)

Пласт J₃III₂

Продуктивный пласт J₃III₂ представлен терригенными породами: песчаниками, алевролитами и аргиллитами с подчиненными прослоями известняков. Песчаники кварцевые, также содержат обломки кремнистых пород и полевых шпатов; мелкозернистые, слюдистые, неслоистые, уплотненные. Карбонатность песчаников в основном не превышает 2%. Окраска песчаников светло- и темно-серая. Алевролиты темно-серого цвета, плотные, слюдистые, глинистые и неслоистые. Встречаются включения пирита и отпечатки раковин. Карбонатность алевролитов изменяется в пределах от 0 до 35%, преобладающая часть алевролитов характеризуется небольшой карбонатностью до 6%. Аргиллиты пласта - темно-серого до черного цвета, песчаные, слабослюдистые, неслоистые, с шероховатым изломом. В аргиллитах присутствуют зерна кварца, пирита, остатки растений. Известняки светло- и темно-серого цвета, средне- и крупно-зернистые. Характерно наличие микрофауны. Известняки встречаются в разрезе не повсеместно, в виде маломощных прослоев.

Залежь пласта J₃III₂ открыта в 1988 году, получен фонтанный приток газоконденсата в скважинах №№ 132 рхю и 136 рхю. Отметка ГВК составляет -3400м. Залежь пластовая сводовая, по всей поверхности подстилается водой. Размеры залежей 2,3 км на 0,5 км. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 0-5м. Открытая пористость J₃III₂ пласта юрских отложений определялась по 10 образцам. Пределы изменения Кпор. отк - от 0,12 до

0,18, а среднее значение – 0,15. Коэффициент газонасыщенности $J_3\Pi_2$ пласта на Сухановском месторождении определен на 3 образцах. Пределы изменения K_g - от 0,61 до 0,65, а среднее значение – 0,63.

Геологический разрез продуктивного пласта $J_3\Pi_2$ представлен на Рисунке 16.

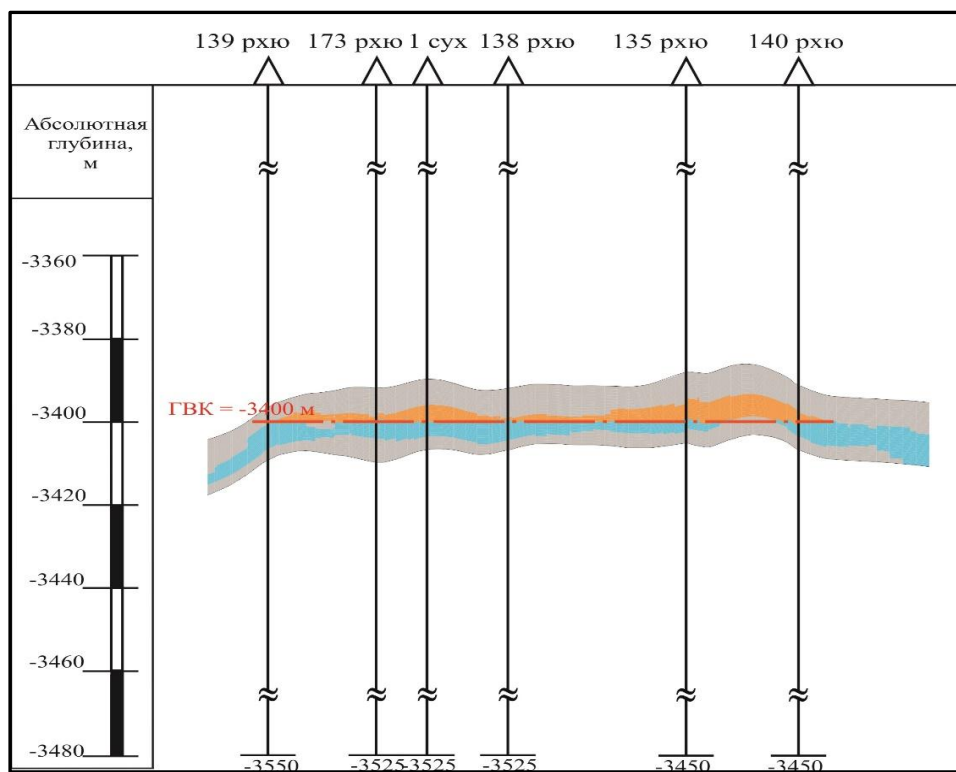


Рисунок 16 Геологический разрез продуктивного пласта $J_3\Pi_2$ (Научно-технический отчет..., 2008)

Опробование продуктивных пластов выполнено 9 раз в 9 скважинах, расположенных в окрестностях залежи и в 4 скважинах, расположенных на самостоятельных поднятиях. При опробовании скважин получены следующие результаты:

- получение воды без конденсата в скважинах №№ 142 сух, 141 рхю:
- получение чистого газоконденсата в скважине № 136 рхю:
- газоконденсат с водой получен в скважинах №№ 10 рхю, 137 рхю.

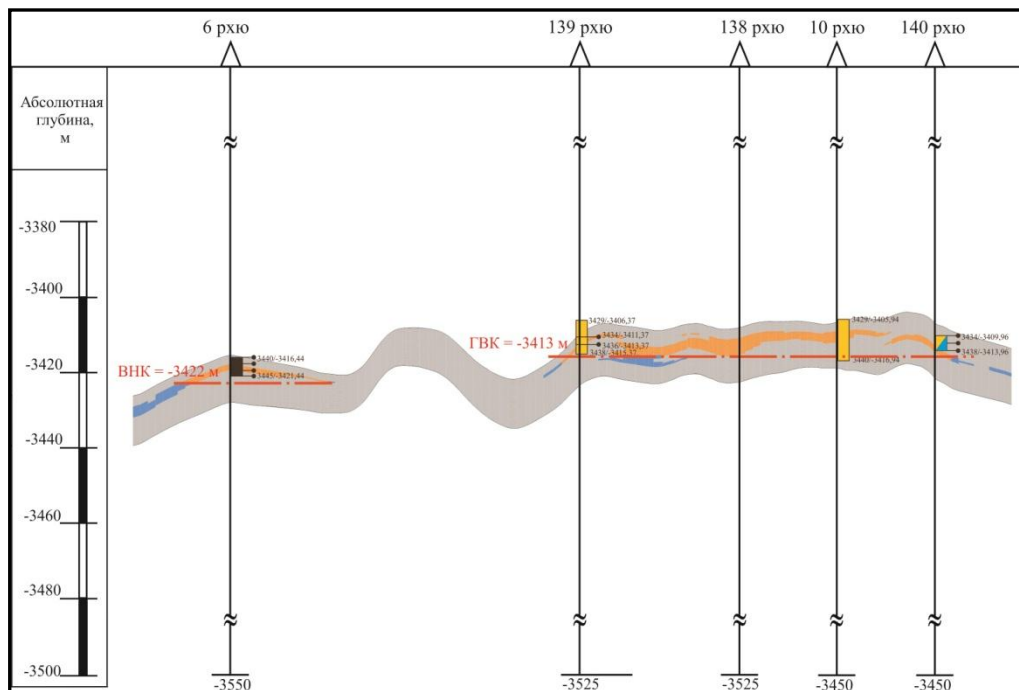
Начальные геологические запасы категории С1 – 17 тыс.т, НИЗ – 13 тыс.т, проектный КИК – 0,747.

Пласт $J_3\Pi_3$

Продуктивный пласт $J_3\Pi_3$ представлен терригенными породами: песчаниками, алевролитами и аргиллитами с подчиненными прослоями известняков. Песчаники кварцевые, также содержат обломки кремнистых пород и полевых шпатов; мелкозернистые,

слюдистые, неслоистые, уплотненные. Карбонатность песчаников в основном не превышает 2%. Окраска песчаников светло- и темно-серая. Алевролиты темно-серого цвета, плотные, слюдистые, глинистые и неслоистые. Встречаются включения пирита и отпечатки раковин. Карбонатность алевролитов изменяется в пределах от 0 до 35%, преобладающая часть алевролитов характеризуется небольшой карбонатностью до 6%. Аргиллиты пласта - темно-серого до черного цвета, песчанистые, слабослюдистые, неслоистые, с шероховатым изломом. В аргиллитах присутствуют зерна кварца, пирита, остатки растений. Известняки светло- и темно-серого цвета, средне- и крупно-зернистые. Характерно наличие микрофауны. Известняки встречаются в разрезе не повсеместно, в виде маломощных прослоев.

Геологический разрез продуктивного пласта J₃III₃ представлен на Рисунке 17.



Начальные геологические запасы нефти категории С1 – 22 тыс.т, НИЗ – 11 тыс.т, проектный КИН – 0,5. Начальные геологические запасы конденсата категории С1 – 13 тыс.т, НИЗ – 10 тыс.т, проектный КИК – 0,76.

Пласт J₂V₁

Продуктивный пласт J₂V₁ представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с редкими прослоями мергелей, доломитов и известняков. Песчаники кварцевые и кварцево-полевошпатовые, крупно- и среднезернистые, с светло-серой, серой и темно-серой окраской. Для песчаников характерно включение обломов и зерен кварца, кальцита, пирита и обуглившихся остатков растений. Песчаники характеризуются небольшой глинистостью и слабой карбонатностью (не превышает 1%). Алевролиты темно-серые, слюдистые, глинистые. Очень плотные и крепкие. Отмечено наличие включений пирита и тонких прослоев аргиллитов. Для алевролитов характерно содержание карбонатных примесей до 4 %. Аргиллиты слюдистые, песчанистые и алевроитовые, неяснослоистые и тонкослоистые, очень крепкие и плотные, окраска от темно-серого до черного. Встречаются линзы песчаного материала, прожилки пирита и остатки растений. Аргиллиты слабоизвестковистые, карбонатность не превышает 2%. Также в пласте встречаются прослои темно-серых и коричневых мергелей, доломитов и очень крепких, неслоистых известняков.

Нефтяная залежь, приуроченная к J₂V₁ продуктивному пласту была открыта в 1965 году. В скважине № 3 рхю был впервые получен промышленный приток нефти. Пласт J₂V₁ состоит из двух изолированных пропластков. Залежи нефти открыты в 4 независимых куполах. В районе скважин №№ 6 рхю и 6 сух залежи нефтенасыщены только в верхнем пропластке, а в районе скважин №№ 139 рхю и 2 сух нефтенасыщены в обоих пропластках. Отметки ВНК по залежам приняты: для скважины № 6 рхю – 3469 м, для № 139 рхю -3471м, № 2 сух верхний пропласток -3470м, нижний пропласток -3475м.

Залежь в районе скважины № 2 сух пластовая сводовая, по всей поверхности подстилается водой. Размеры залежи составляют 1км на 1,5 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 0 до 6 м.

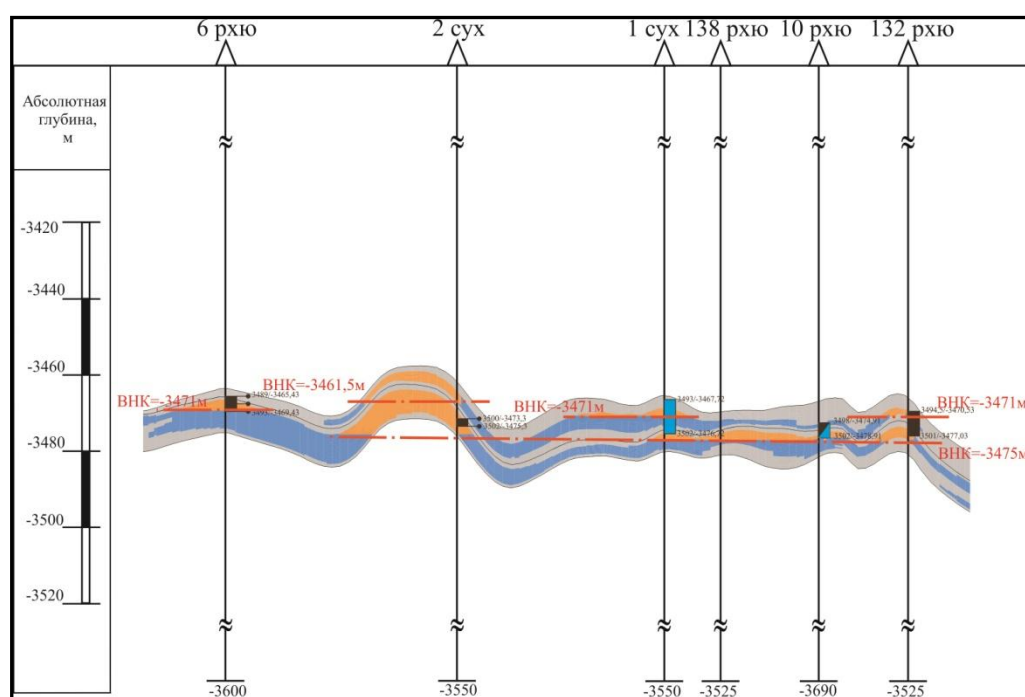
Залежь в районе скважин №№ 6 рхю и 3 сух представляет собой самостоятельное поднятие. Залежь пластовая сводовая, по всей поверхности подстилается водой. Размеры

залежи 1 м на 1,1 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах от 0 до 4,4 м.

В районе скважины № 139 рхю залежь представляет собой вытянутое двухкупольное поднятие. Залежь, как и другие, пластовая сводовая. Ее размеры составляют 2,5 км на 1 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина не превышает 3м.

В пределах J_2V_1 пласта открытая пористость на Сухановском месторождении определена по 14 образцам. Пределы изменения $K_{пор.отк.}$ - от 0,10 до 0,17, а среднее значение – 0,13.

Геологический разрез продуктивного пласта J_2V_1 представлен на Рисунке 18.



- приток пластовой воды без признаков нефти получен в скважинах №№ 3 сух, 4 рхю, 4 сух.

Начальные геологические запасы категории С1 – 297 тыс.т, НИЗ – 89,1 тыс.т, проектный КИН – 0,3. Начальные геологические запасы категории С2 – 145 тыс.т, НИЗ – 43,5 тыс.т, проектный КИН – 0,3.

Пласт J₂V₂

Продуктивный пласт J₂V₂ представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с редкими прослоями мергелей, доломитов и известняков. Песчаники кварцевые и кварцево-полевошпатовые, крупно- и среднезернистые, с светло-серой, серой и темно-серой окраской. Для песчаников характерно включение обломов и зерен кварца, кальцита, пирита и обуглившихся остатков растений. Песчаники характеризуются небольшой глинистостью и слабой карбонатностью (не превышает 1%). Алевролиты темно-серые, слюдистые, глинистые. Очень плотные и крепкие. Отмечено наличие включений пирита и тонких прослоев аргиллитов. Для алевролитов характерно содержание карбонатных примесей до 4 %. Аргиллиты слюдистые, песчанистые и алевроитовые, неяснослоистые и тонкослоистые, очень крепкие и плотные, окраска от темно-серого до черного. Встречаются линзы песчаного материала, прожилки пирита и остатки растений. Аргиллиты слабоизвестковистые, карбонатность не превышает 2%. Также в пласте встречаются прослои темно-серых и коричневых мергелей, доломитов и очень крепких, неслоистых известняков без признаков трещиноватости.

Нефтяная залежь продуктивного пласта J₂V₂ была открыта в 1987 году, получением промышленного притока в скважине № 10 рхю. Отметка ВНК составляет -3488 м. Залежь пласта J₂V₂, как и другие залежи в пределах Сухановского месторождения, пластовая сводовая. Она по всей поверхности подстилается водой. Размеры залежи 1,0 км на 0,5 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 0 до 3 м.

Открытая пористость пласта J₂V₂ определена по 7 образцам. Пределы изменения Кпор. отк - от 0,10 до 0,16, а среднее значение – 0,14.

Геологический разрез продуктивного пласта J₂V₂ представлен на Рисунке 19.

Опробования продуктивного пласта J₂V₂ осуществлялось 8 раз в 4 скважинах, как в открытом стволе, так и в колонне. При опробовании скважин получены следующие результаты:

- получение пластовой воды без признаков нефти в скважинах №№ 10 рхю в открытом стволе в интервале (-3493 – 3500 м) и 133 рхю;
- нефть с водой получена в скважине № 10 рхю в интервале перфорации (-3485 – 3490 м);
- получение безводной нефти в скважине № 133 рхю на отметке – 3489 м.

Начальные геологические запасы категории С1 – 34 тыс.т, НИЗ – 10 тыс.т, проектный КИН – 0,3.

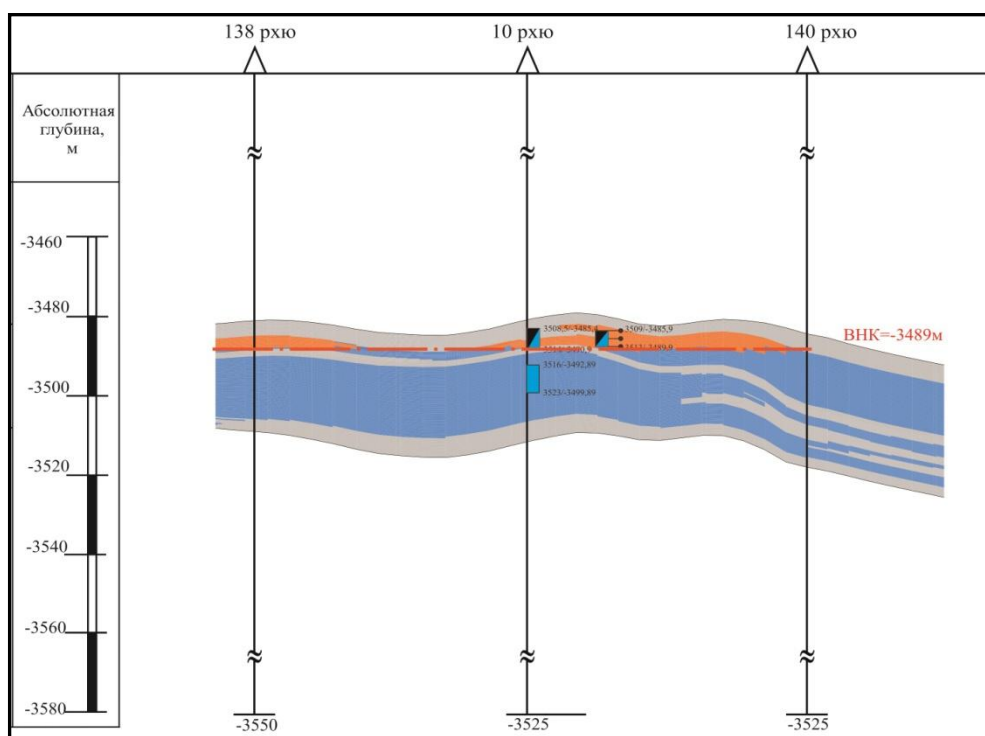


Рисунок 19 Геологический разрез продуктивного пласта J_2V_2 (Научно-технический отчет..., 2008)

4.3 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

На Сухановском месторождении сделаны анализы поверхностных проб пластовых жидкостей и газов, из них: девять анализов нефти, три анализа газа и три конденсата. На месторождении глубинные пробы углеводородов не отбирались. Вследствие этого, характеристики углеводородов были составлены по результатам анализов с аналогичных пластов месторождения Русский Хутор Северный.

Для продуктивного пласта K_1VIII характерен конденсат, относящий к метановому типу по углеводородному составу. Конденсат легкий, его плотность составляет $0,76 \text{ г/см}^3$. В конденсате содержится сера в количестве 0,07%. Потенциальное содержание конденсата

составляет 572 г/см^3 . Основные физико-химические свойства для конденсата пласта $K_1 VIII$ указаны в Таблице 2.

По нефтяной залежи продуктивного пласта $K_1 IX$ есть анализы пяти поверхностных проб нефти, отобранных из скважин №№ 133, 136. По результатам анализов было установлено, что поверхностная нефть легкая, плотность – $0,825 \text{ г/см}^3$, малосмолистая, малосернистая. Характерно низкое содержание парафинов и асфальтенов. Массовое содержание компонентов нефти приведены на Рисунке 20. Содержание в нефти бензиновых фракций при температуре до 200°C составляет 32,9 %. Выход светлых фракций при температуре 300°C равен 54,4%. Нефтяной газ жирный этан-метанового типа, с содержанием метана до 51,5%. Основные физико-химические свойства для нефти и газа пласта $K_1 IX$ указаны в Таблице 3, 4.



Рисунок 20 Массовое содержание компонентов нефти пласта $K_1 IX$

По залежи продуктивного пласта $K_1 XI$ есть анализы двух поверхностных проб нефти, взятых из скважины № 135. Поверхностная нефть легкая, ее плотность $0,814 \text{ г/см}^3$, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая, характеризуется малым содержанием асфальтенов. Массовое содержание компонентов нефти приведены на Рисунке 21. При температуре до 200°C нефть содержит 32,9% бензиновых фракций, а при температуре 300°C выход светлых фракций составляет 54,4%. Нефтяной газ жирный этан-метанового типа с содержанием метана 57,1 %. Основные физико-химические свойства для нефти и газа пласта $K_1 XI$ указаны в Таблице 3,4.



Рисунок 21 Массовое содержание компонентов нефти пласта K₁ XI

По залежи продуктивного пласта K₁ XIII отобрана одна проба нефти из скважины №3. Поверхностная нефть легкая, плотность 0,834 г/см³, малосмолистая, высокопарафинистая, характеризуется малым содержанием серы и асфальтенов. Массовое содержание компонентов нефти приведены на Рисунке 22. Нефть содержит 22% бензиновых фракций при температуре 200°С. Нефтяной газ жирный, этан-метанового типа с содержанием метана до 67,8%. Основные физико-химические свойства для нефти и газа пласта K₁ XIII указаны в Таблице 3,4.



Рисунок 22 Массовое содержание компонентов нефти пласта K₁ XIII

По залежи продуктивного пласта J₃I имеется анализ одной поверхностной пробы нефти, отобранной из скважины № 1. Поверхностная нефть легкая, плотность составляет 0,830 г/см³, высокопарафинистая, малосмолистая, малосернистая. Массовое содержание компонентов нефти приведены на Рисунке 23. При температуре 200°С нефть содержит 25% бензиновых фракций, а при температуре 300°С выход светлых фракций составляет 49,5%. Нефтяной газ жирный, этан-метанового типа с содержанием метана 67,8 %. Основные физико-химические свойства для нефти и газа пласта J₃I указаны в Таблице 3,4.

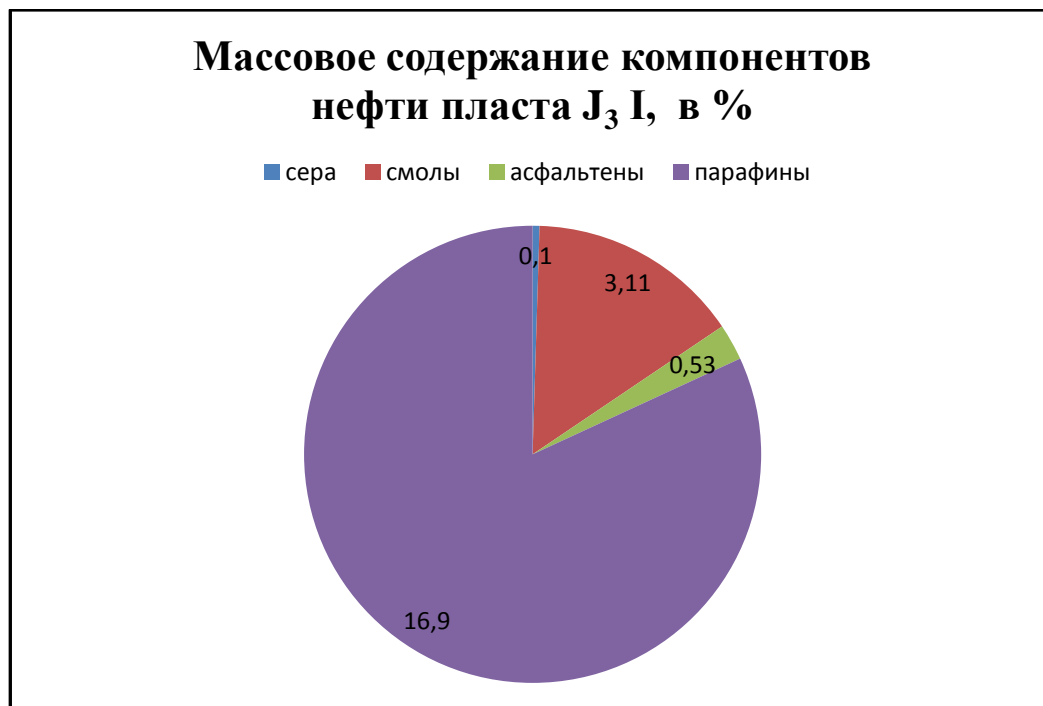


Рисунок 23 Массовое содержание компонентов нефти пласта J₃I

Для залежи продуктивного пласта J₃III₂ характерен конденсат по углеводородному составу относящийся к метановому типу, плотность равна 0,79 г/см³. Характерное содержание серы составляет 0,05%. Потенциальное содержание конденсата – 301г/м³. Газ в пласте жирный, этан - метанового типа с содержанием метана 56,4%. Основные физико-химические свойства газа и конденсата указаны в Таблице 2,4.

По залежи продуктивного пласта J₃III₃ пробы нефти, газа и конденсата не отбирались, все параметры приняты по аналогии с параметрами залежи месторождения Русский Хутор Северный. Поверхностная нефть легкая, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая. Массовое содержание компонентов нефти приведены на Рисунке 24. Содержание бензиновых фракций при температуре до 200 °С составляет 36%, а выход светлых фракций 60% при температуре до 300 °С. Нефтяной газ жирный, этан – метанового

типа с содержанием метана 56,4% Конденсат легкий, плотность 0,78 г/см³, содержание серы 0,05%. Потенциальное содержание конденсата составляет 301 г/м³. Основные физико-химические свойства конденсата, нефти и газа указаны в Таблицах 2,3,4 соответственно.



Рисунок 24 Массовое содержание компонентов нефти пласта J₃III₃

Для залежи продуктивного пласта J₂V₁ характерна легкая, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая нефть. Массовое содержание компонентов нефти пласта J₂V₁ приведено на Рисунке 25. Содержание бензиновых фракций при температуре до 200 °С достигает 26,5%, а выход светлых фракций равен 49,5% при температуре до 300 °С. Нефтяной газ жирный, этан – метанового типа с содержанием метана 53,7%. Основные физико-химические свойства нефти и газа указаны в Таблицах 3,4.

По залежи пласта J₂V₂ имеется одна проба поверхностной нефти, отобранная из скважины №10. Нефть легкая, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая. Массовое содержание компонентов нефти пласта J₂V₂ приведено на Рисунке 26. Нефть содержит 24,5% бензиновых фракций при температуре до 200°С. Выход светлых фракций составляет 46,5% при температуре 300°С. Нефтяной газ жирный, этан – метанового типа с содержанием метана 53,7%. Основные физико-химические свойства нефти и газа указаны в Таблицах 3,4.

**Массовое содержание компонентов нефти
пласта J₂ V₁ в %**

■ сера ■ смолы ■ асфальтены ■ парафины

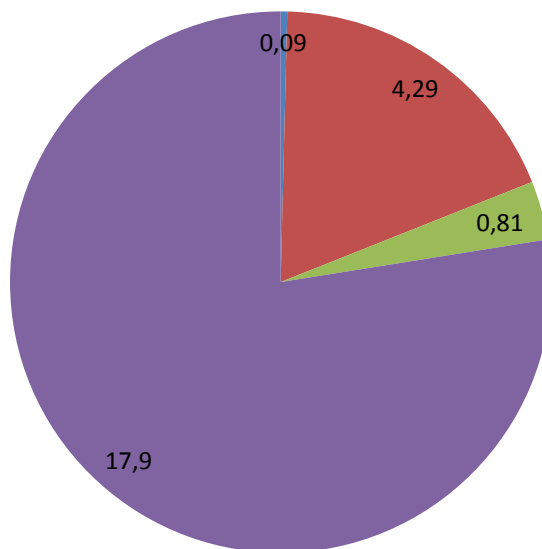


Рисунок 25 Массовое содержание компонентов нефти пласта J₂V₁

**Массовое содержание компонентов нефти
пласта J₂ V₂ в %**

■ сера ■ смолы ■ асфальтены ■ парафины

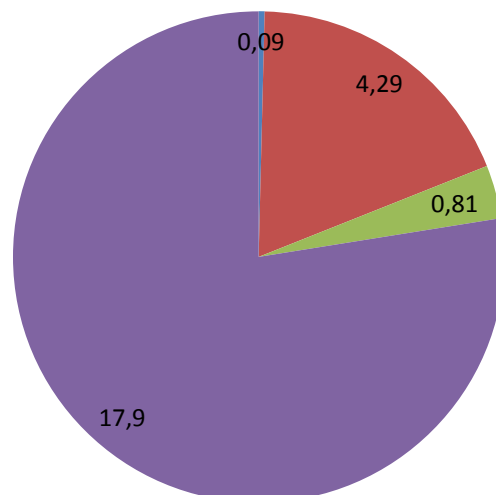


Рисунок 26 Массовое содержание компонентов нефти пласта J₂V₂

Таблица 2

Физико-химические свойства и состав конденсата

Продуктивный пласт	Плотность, г/см ³	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Вязкость кинематическая, (при 20°С)	Вязкость кинематическая (при 30°С)	Молекулярная масса C _{5+В}	Потенциальное содержание конденсата г/м ³	Содержание серы, масс %	Температура начала кипения, °С
K ₁ VIII	0,76	25,67	125,75			129	572	0,07	
J ₃ III ₃	0,78			1,12	0,98		301	0,05	33
J ₃ III ₂	0,79			0,99	0,88		301	0,05	29

Таблица 3

Физико-химические свойства нефти

Продуктивный пласт	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Газосодержание, м ³ / м ³	Объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед.	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	Динамическая вязкость, МПа·с
1	2	3	4	5	6	7	8
K ₁ IX	34,1	135	20,6	294	2,00	0,627	0,24
K ₁ XI	35,1	136	20,6	181	1,42	0,627	0,35
K ₁ XIII	-	136	-	143	1,42		0,32
J ₃ I	35,3	137	15,0	150	1,42	0,640	0,235
J ₃ III ₃	36,5	140	26,5	110	1,65	0,550	0,32
J ₂ V ₁	37,1	14	18,2	110	1,49	0,648	0,41
J ₂ V ₂	37,5	141	17,1	110	1,78	0,665	0,41

Физико-химические свойства и состав газа

Пласт	Плотность газа по воздуху	Низшая Теплопро- водящая способнос- ть, кДж	Содержа- ние тяжёлых углеводо- родов, %;	Содержан- ие серо- водо- рода, мол %	Содержа- ние азота, мол %	Содержан- ие углекислог- о газа, мол %	Пластовая температу- ра, °С	Газосод- ержани- е
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₁ VIII	0,840	46200			3	3		
K ₁ IX	0,815	50568	0,57	0,23	9,55	2		294
K ₁ XI	0,968	53336	0,90		2,05	3	136	181
K ₁ XIII	1,182	61723	1,39		2,43	4	136	143
J ₃ I	1,182	61723	1,39		2,43	4	137	150
J ₃ III ₂	1,060	56809	0,76		1,15	4		
J ₃ III ₃	1,060	56809	0,76		1,15	4	140	110
J ₂ V ₁	1,007	50320	0,95		1,87	6	141	110
J ₂ V ₂	1,007	50320	0,95		1,87	6	141	110

5 РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ ПЛАТФОРМЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

5.1 Основы структурно-геоморфологического метода

При изучении традиционными геологическими способами разрывной тектоники в осадочном чехле платформенных территорий неизбежно решение некоторых проблем, обусловленных слабой деформированностью пологозалегающих пород и повсеместным развитием рыхлых кайнозойских отложений. Несмотря на трудности, важно изучение разрывных нарушений на платформах, в частности неотектонических и современных. Эта информация необходима при проектировании крупных инженерных сооружений, нефтегазопроводов и при разработке нефтяных и газовых месторождений.

В осадочном чехле разломы часто привязывают к линеаментам – зонам повышенной трещиноватости на поверхности, которые коррелируют с разломами в породах фундамента. На протяжении многих лет ведутся дискуссии о тектоническом происхождении таких зон. Согласно работе (Макаров В.И., 2006), при достаточно большой мощности пород на территориях платформ малоамплитудные смещения фундамента в осадочных отложениях угасают и не проявляются на поверхности.

Но важно отметить, что в кайнозойских отложениях разломы разрабатываются современными водотоками, а заметная разница в отметках рельефа в разных крыльях линеаментов также может указывать на вертикальную составляющую неотектонического перемещения.

Для подтверждения тектонической природы зон трещиноватости, идентифицированных на поверхности, требуется специальная техника.

Многолетнее изучение разломов на территории в пределах платформы с использованием методов реконструкции тектонических напряжений – кинематического (Гущенко О.И., 1979) и статистического (Николаев П.Н., 1992) - позволило подтвердить активацию этих разломов в новое время и определить кинематический тип перемещений по ним как сдвиговый. Однако представленные методы имеют некоторые ограничения (Проблемы тектонофизики ..., 2008), которые препятствуют их постоянному использованию. Поэтому для изучения разломов платформ и реконструкции неотектонических напряжений был разработан структурно-геоморфологический метод (СГМ) (Сим Л.А., 1991), который проще и удобнее в использовании.

Основой СГ метода является предположение о преимущественных сдвиговых смещениях вдоль разломов платформ в новейшее и современное время, приводящих к образованию оперяющихся разломов в толще осадочного чехла в виде крутопадающих плоскостей, а на дневной поверхности в виде хорошо дешифрируемых мелких прямолинейных элементов рельефа (мегатрещин) (Сим Л.А., 1991).

К положениям, позволяющим использовать СГ метод, относятся следующие (Сим Л.А., 1991):

1. Повсеместное развитие крутопадающих плоскостей разломов в осадочном чехле платформ, которые могли сформироваться только в сдвиговом поле напряжений.
2. Литостатическое давление в верхних частях осадочного чехла мало, а вблизи дневной поверхности практически отсутствует, что должно приводить к горизонтальному положению осей сжатия σ_3 и растяжения σ_2 .
3. Согласно результатам физического (Михайлова А.В., 2007) и математического (Ребецкий Ю.Л., 1987) моделирования, в осадочном чехле над сдвигом в фундаменте образуется два максимума касательных напряжений. Основной максимум приурочен к самой нижней части чехла, а второй максимум наблюдается у дневной поверхности (Рисунок 27)

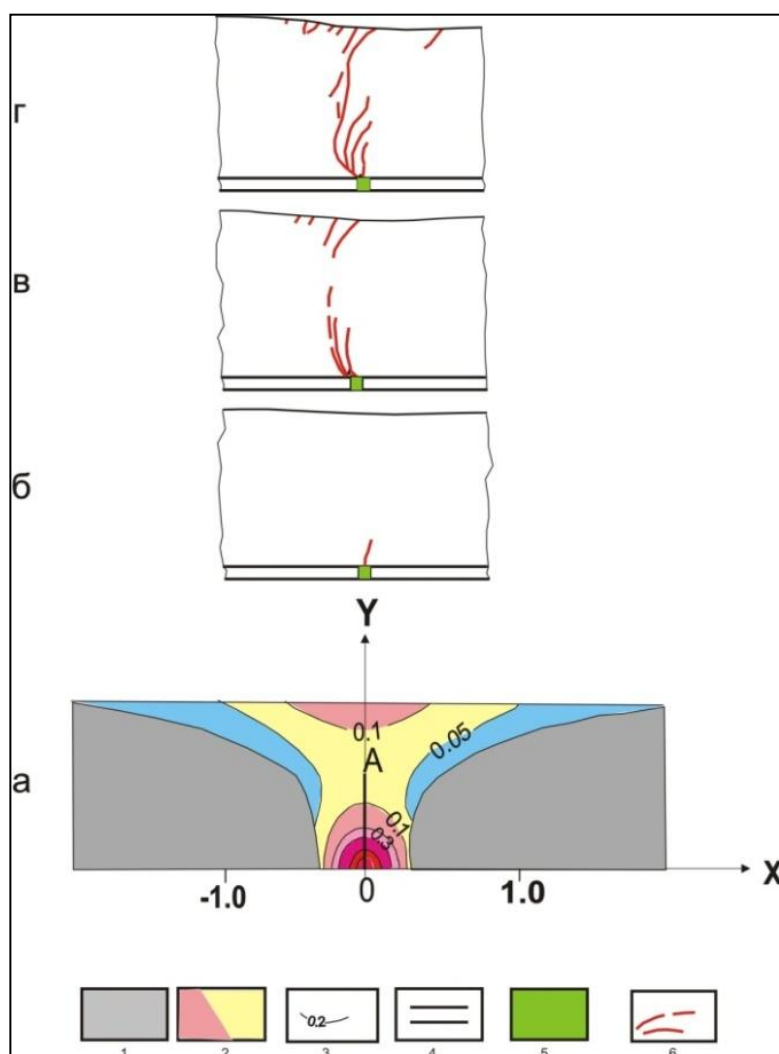


Рисунок 27 Разрушение слоя над сдвигом в его основании: а – расчетные эквивалентные напряжения, ответственные за разрушение (Ребецкий Ю.Л., 1987). Последовательные стадии развития разрывов (Михайлова А.В., 2007): б – зарождение разрыва в слое над областью сдвига в основании; в – развитие разрывов двумя группами – снизу и сверху, г – объединение обеих групп разрывов. Условные обозначения: 1 – область двустороннего сжатия, область отсутствия разрывов; 2 – область «скалывания» (максимальные нормальные напряжения положительны, минимальные – отрицательны); 3 – изолинии эквивалентных напряжений; 4 – блоки фундамента в основании; 5 – зона дробления; 6 – разрывы (в разрезе) (Сим Л.А., 1991)

Согласно данным эксперимента А.В. Михайловой (Михайлова А.В., 2007) было проанализировано деформированное состояние, возникающее на торцах модели поперек сдвиговой зоны. Установлено, что трещины первоначально начинают формироваться вблизи оси сдвига у основания модели. Затем, на более продвинутой стадии, они прорастают вверх, и начинает формироваться система трещин на поверхности модели, что подтверждает наличие максимумов касательных напряжений в нижней части чехла и на поверхности. Дальнейшее развитие обеих систем трещин от подошвы и от поверхности приводит к их объединению в средней части модели (Рисунок 27).

При работе с СГ методом, на первом этапе необходимо на топографических картах и космоснимках более крупного масштаба, чем масштаб изучения тектонических разломов отдешифрировать все мегатрещины. Трещины отрыва фиксируются по линейно вытянутым мелким водоемам или по сильномеандрирующему отрезку водотока, трещины скалывания, в основном, - по мелким прямолинейным речкам (Сим Л.А., 1991).

Если в зоне, прилегающей к тому или иному разлому, обнаруживаются аномально высокие плотности определенно ориентированных мегатрещин, то они принимаются за оперяющие мегатрещины.

На втором этапе необходимо сопоставить взаимные ориентировки оперяющих мегатрещин и разломов с вариантами распределения трещин оперения в зонах сдвига, обобщенных М.В. Гзовским (Рисунок 28). Тем самым определяются параметры смещения по разлому и поля напряжений.

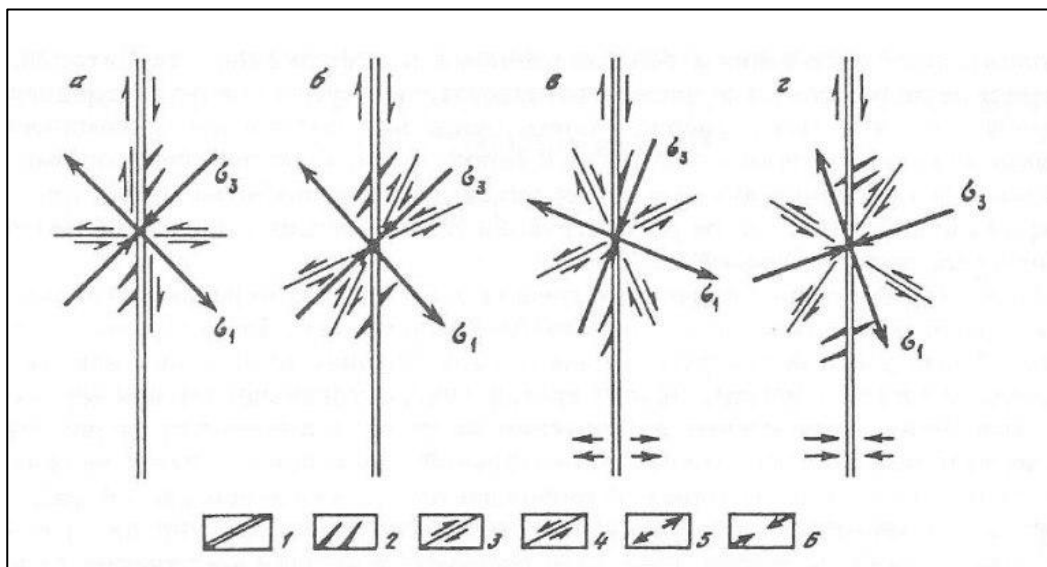


Рисунок 28 Парагенезис оперяющих трещин в зоне сдвига (по М.В.Гзовскому, 1975)

а, б - напряженное состояние при углах скалывания 45° (а) и $< 45^\circ$ (б) ,

в, г - обстановки дополнительного растяжения (в) и сжатия (г), нормальных к плоскости разлома.

1 - разлом, 2 - трещина отрыва, 3,4, - сколы со сдвиговой кинематикой (3-правые, 4-левые); 5,6 - ориентация в горизонтальной плоскости (5 - растяжения, 6 - сжатия).

Таким образом, структурно-геоморфологический метод позволяет:

- реконструировать ориентировки осей сжатия и растяжения в горизонтальной плоскости;
- определить направление сдвигового перемещения по разлому (правый или левый сдвиг);
- выявить дополнительные напряженные условия при формировании разлома.

5.2 Применение структурно-геоморфологического метода в пределах Нефтекумской группы месторождений

Основываясь на теории СГ метода, в пределах Нефтекумской группы месторождений был проделан комплекс работ в ПО ГГИС Micromine, описанный ниже.

На территории Нефтекумской группы месторождений дешифрирование мегатрещин вблизи линеаментов – предполагаемых разломов – было выполнено по следующим данным:

- Топографические карты - 9 карт масштаба 1: 100000 (<http://satmaps.info/genshtab.php>). (Рисунок 29). Перед загрузкой карт в программу, система координат была изменена с WGS84 на UTM42. Привязка карт осуществлялась по 5 точкам.

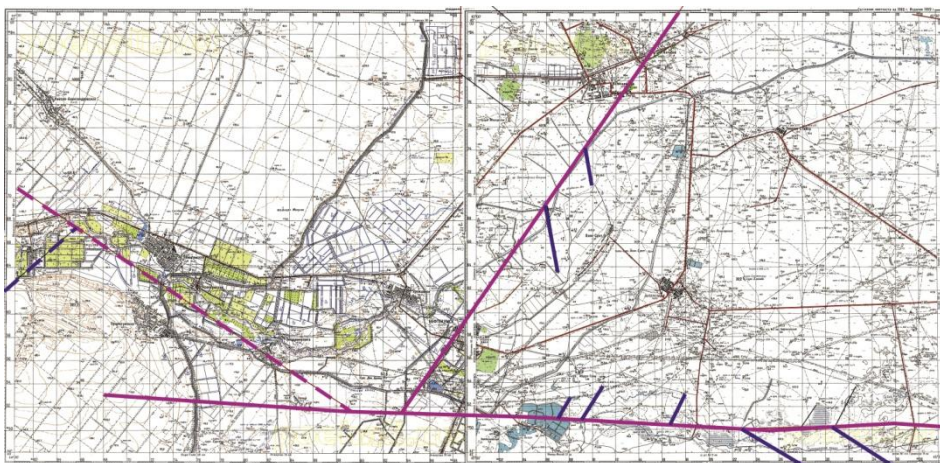


Рисунок 29 Пример топографической карты 1: 100000 с выделенными мегатрещинами и линеаментами

- Космические снимки - 9 снимков (Bing.com) (рисунок 30). Привязка снимков осуществлялась по 5 точкам.

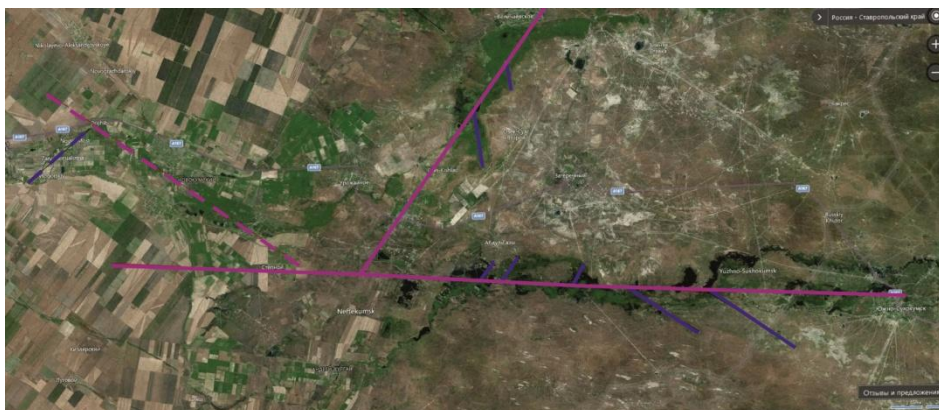


Рисунок 30 Пример космического снимка с выделенными линеаментами и мегатрещинами

В зонах наибольшей плотности мегатрещин, согласно второму этапу работ по СГ методу, было проведено сопоставление взаимных ориентировок мегатрещин и линеаментов с моделями Гзовского, что позволило доказать их разломную природу, а также определить параметры смещения по разлому и поля напряжений.

Распределение регионального сжатия в пределах Нефтекумской группы месторождений выглядит следующим образом: направление растяжения $50^{\circ} - 60^{\circ}$, направление сжатия $320-330^{\circ}$ (рис. 31, 32, 33)

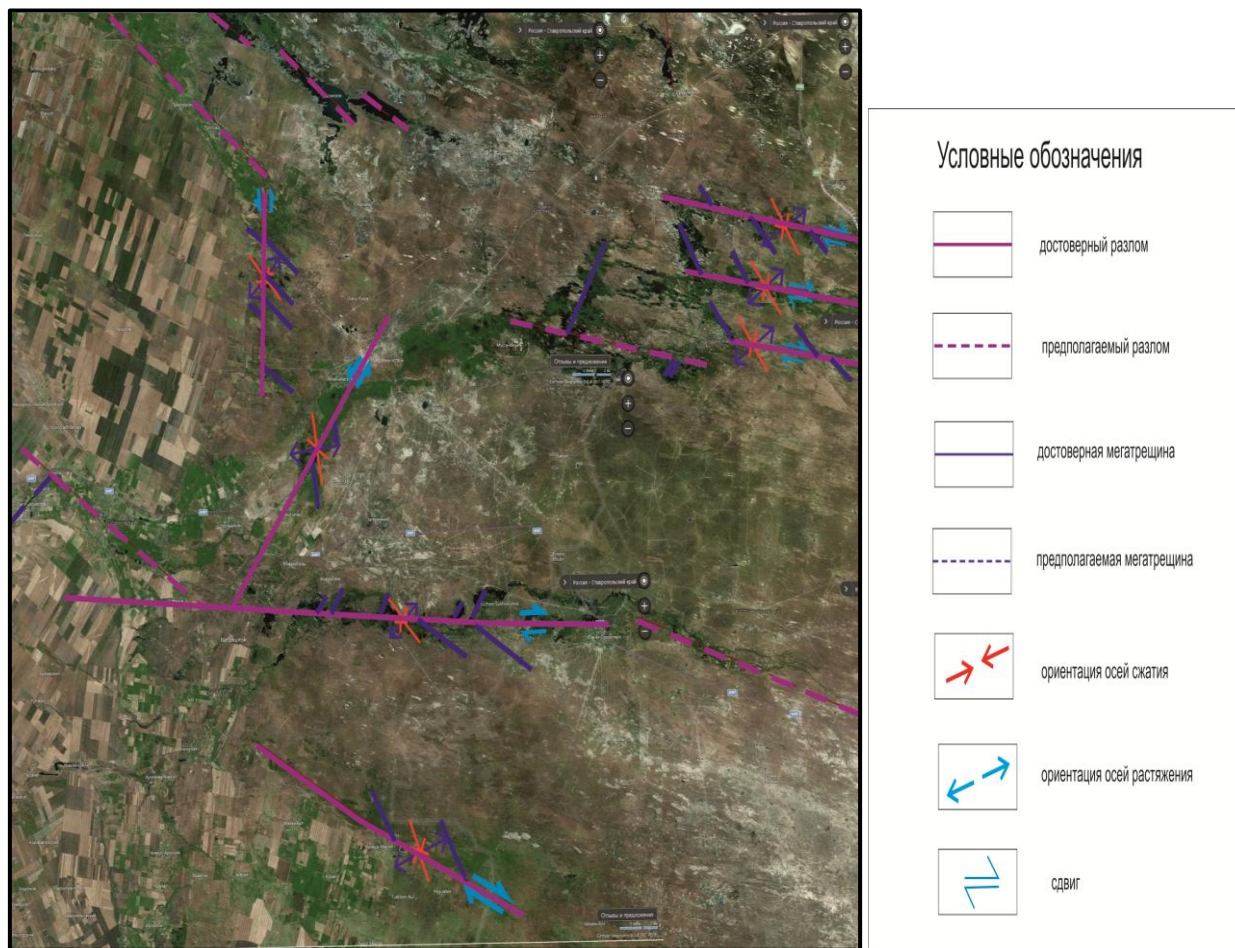


Рисунок 31 Космический снимок исследуемого района с нанесением линеаментов и ориентировкой осей сжатия и растяжения

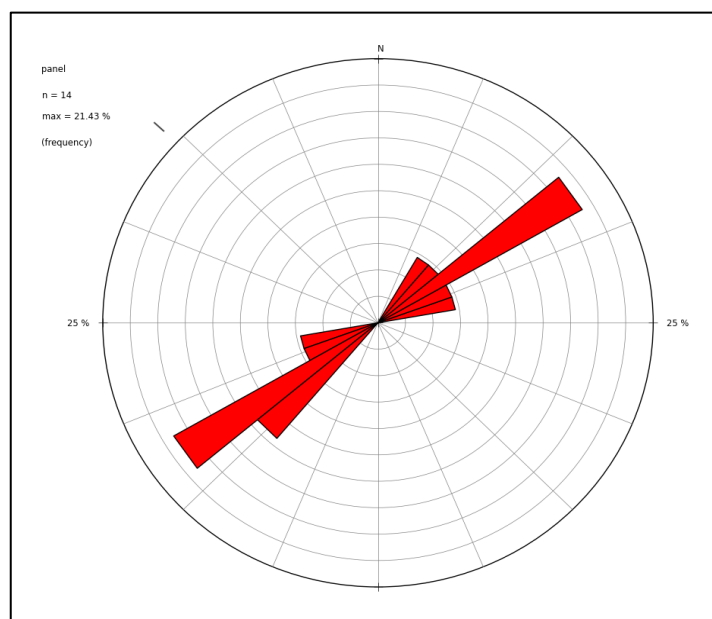


Рисунок 32 Роза - диаграмма ориентации осей растяжения σ_2 в горизонтальной плоскости. Направление $50^\circ - 60^\circ$

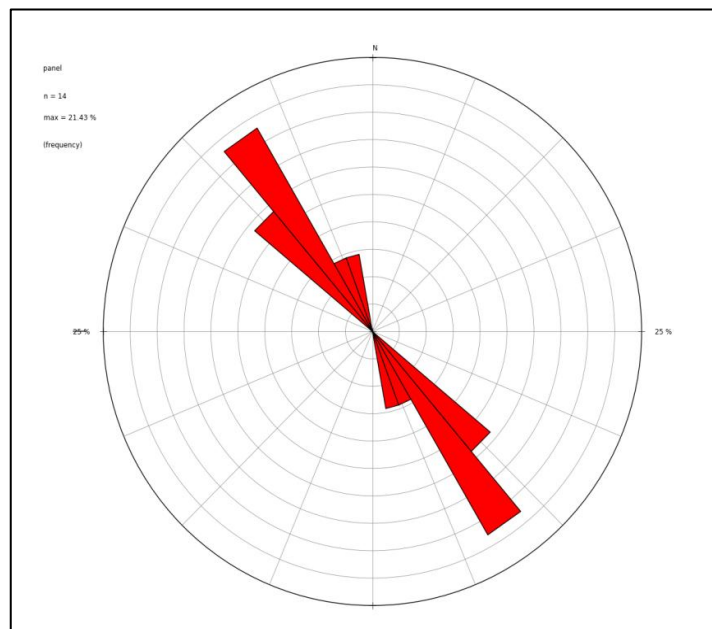


Рисунок 33 Роза - диаграмма ориентации осей сжатия σ_3 в горизонтальной плоскости.

Направление 320 ° - 330 °

Согласно работе (Сим Л.А., 1991), в местах пересечения разнонаправленных сдвигов образуются сектора локального «сжатия» и локального «растяжения» (Рисунок 34).

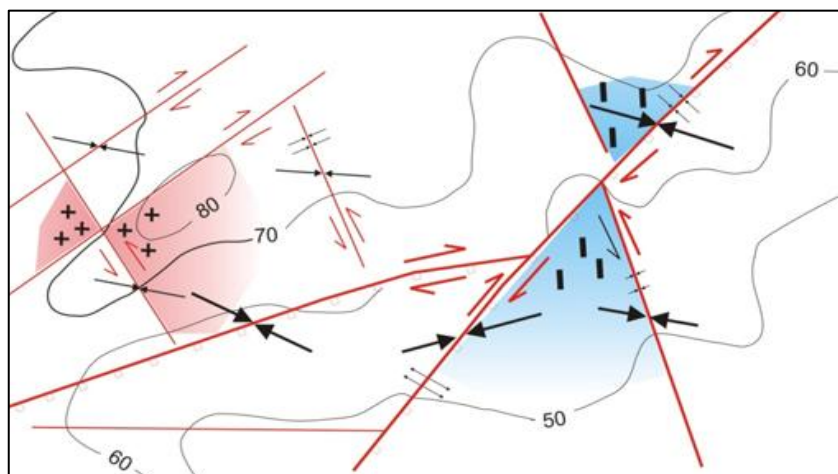


Рисунок 34 Модель локальных секторов сжатия и растяжения на местах пересечения разнонаправленных сдвигов (Сим Л.А., 1991)

Математическое моделирование (Ребецкий Ю.Л., 1987) подтвердило возможность проецирования выделенных секторов на всю мощность осадочного чехла платформ. Оси главных напряжений σ_2 и σ_3 меняют свой угол в вертикальной плоскости действия, что приводит к незначительному выполаживанию плоскостей разрывных нарушений по глубине,

но сама траектория осей по всему разрезу осадочного чехла сохраняет свое положение в пределах выделенного сектора.

Главный вывод о взаимосвязи локальных секторов сжатия и растяжения с ФЕС горных пород:

При прочих равных геологических условиях проницаемость пород в секторах растяжения больше, чем в секторах сжатия (Сим Л.А., 1991).

Модель исследуемого района (Нефтекумской группы месторождений) с выделением локальных секторов сжатия и растяжения представлена на рис. 35, 36.

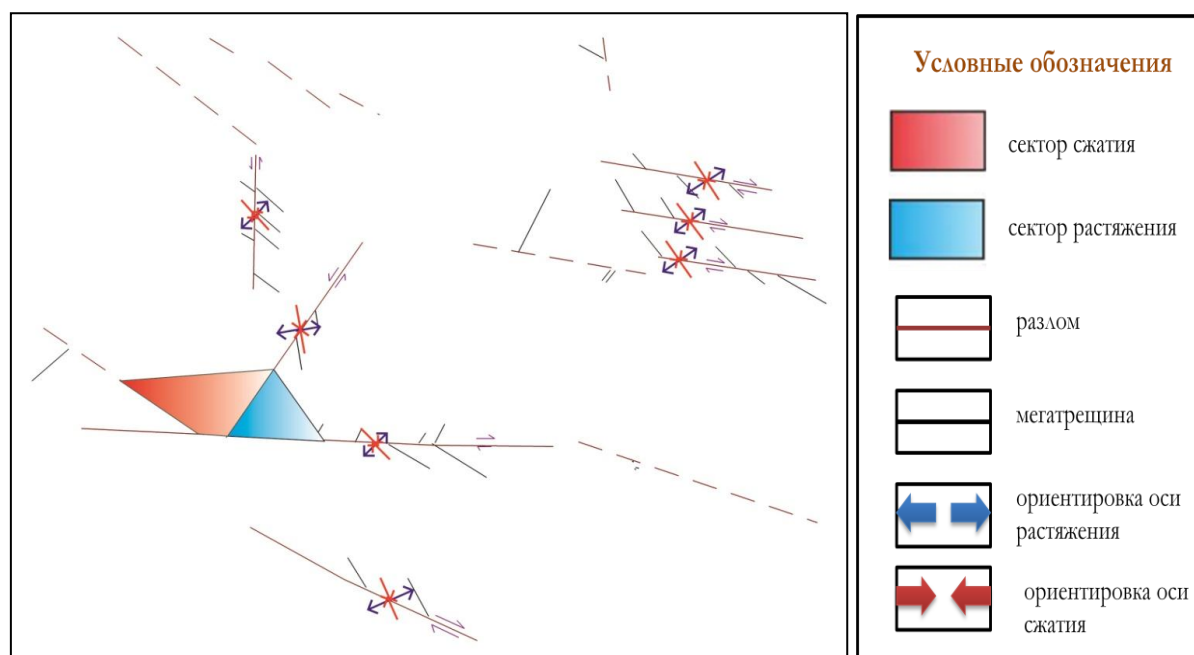


Рисунок 35 Модель локальных секторов сжатия и растяжения исследуемого района

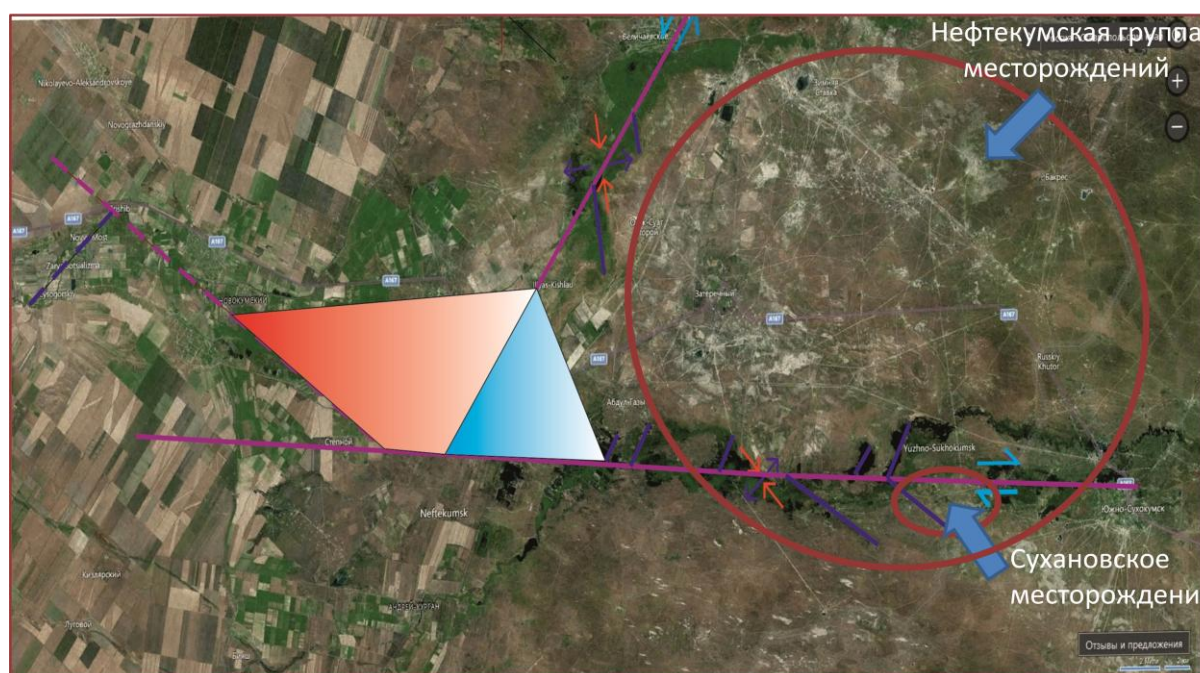


Рисунок 36 Модель локальных секторов сжатия и растяжения исследуемого района на космическом снимке

6 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМАЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ МАССИВОВ ГОРНЫХ ПОРОД СУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На большей части территории Скифской плиты преобладает взбросовый и сдвиго-взбросовый тип поля деформации с устойчивой ориентацией оси сжатия по азимуту 320-350° и оси растяжения в вертикальном или ЗЮС-ВСВ направлении (М.В. Гзовский, 2000).

Для анализа полей напряжений в пределах Сухановского месторождения Нефтекумской группы месторождений в ходе работы составлена схема условий внешней тектонической нагрузки (Рисунок 37). Расчет главных напряжений, а именно σ_1 осуществляется, как значение литостатического давления на пласт, а σ_2 и σ_3 зависят от таких параметров, как коэффициент Пуассона, Модуль Юнга, коэффициент относительной деформации.

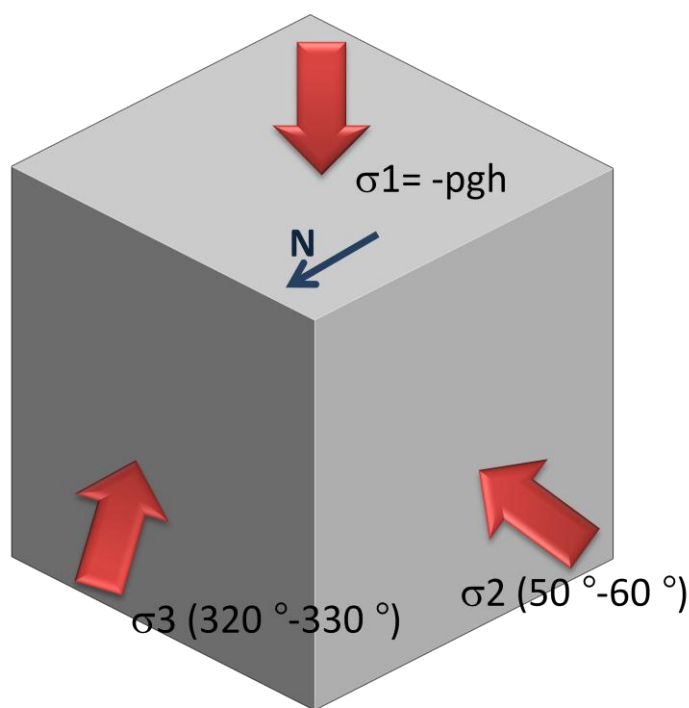


Рисунок 37 Условия внешней тектонической нагрузки на примере Сухановского месторождения

Также в ходе практической части работы было рассчитано:

- литостатическое давление на слой J_2V_2 Сухановского месторождения (в скважине № 1сух) (Таблица 5, Рисунок 38)

$$pgh = 79411140 \text{ Па}$$

Таблица 5

Распределение литостатического давления на глубине (скв № 1 сух)

Период времени	Плотность пород, кг/м ³	Глубина, м	Давление, Мпа
Q	1700	150	2,499
N ₂	2280	855	18,25152
N ₁	2270	2160	47,28255
Pg ₃	2300	2350	51,56515
Pg ₂	2620	2435	53,74761
Pg ₁	2610	2460	54,38706
K ₂ m	2600	2521	55,94134
K ₂ km	2640	2552	56,743372
K ₂ t-K ₂ k- K ₂ st	2640	2672	59,848012
K ₁ al	2400	2972	66,904012
K ₁ a	2310	3207	72,223942
K ₁ a (K ₁ VIII)	2310	3247	73,129462
K ₁ a (K ₁ IX)	2270	3270	73,64112
K ₁ a (K ₁ X)	2540	3320	74,88572
K ₁ a (K ₁ XI)	2550	3334	75,23558
K ₁ a (K ₁ XII)	2560	3354	75,73734
K ₁ a(K ₁ XIII)	2570	3364	75,9892
J ₃ km (J ₃ I)	2560	3384	76,49096
J ₃ k (J ₃ III ₁)	2850	3414	77,32886
J ₃ k (J ₃ III ₂)	2640	3431	77,768684
J ₃ k (J ₃ III ₃)	2540	3444	78,09228
J ₃ (J ₃ IV)	2350	3489	79,12863
J ₂ b (J ₂ V ₁)	2330	3504	79,47114

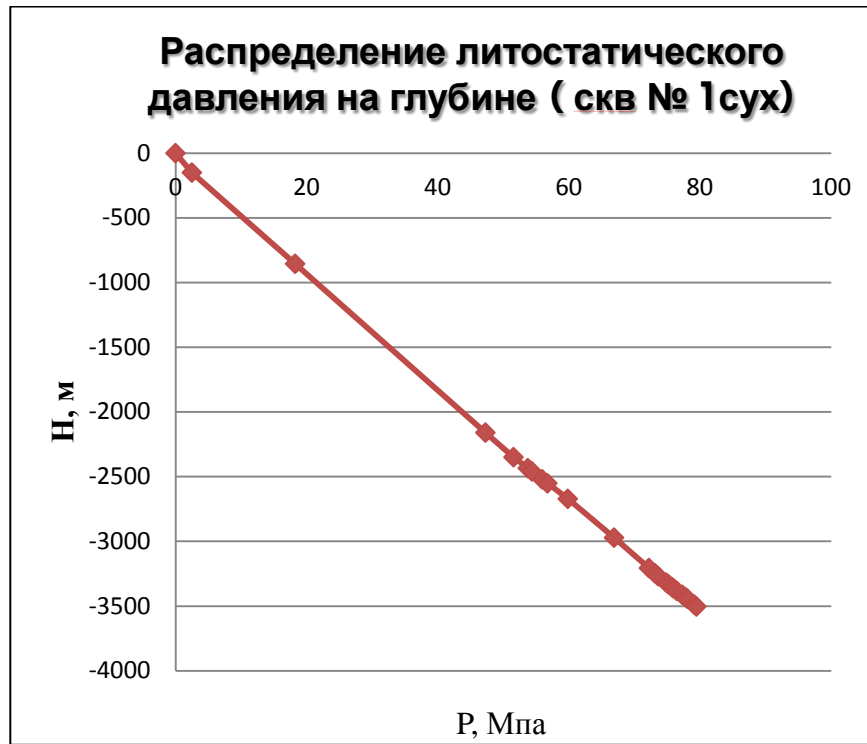


Рисунок 38 Распределение литостатического давления на глубине на пласт J_2V_2 (в скважине № 1 сух)

- абсолютные величины напряжений на пласт J_2V_2 Сухановского месторождения

Значения главных напряжений ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$) определяются следующими уравнениями:

$$\sigma_1 = -p + \left(1 - \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau \quad \sigma_2 = -p + \frac{2\mu_\sigma}{3}\tau \quad \sigma_3 = -p - \left(1 + \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau$$

В зависимости от ориентировки оси сжатия σ_3 составляются следующие системы уравнений:

при σ_3 - горизонтальной

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma_1 = -\rho g H \\ \sigma_3 - \nu(\sigma_1 + \sigma_2) = \varepsilon_3 E \end{array} \right. \quad \text{или} \quad \left\{ \begin{array}{l} -p + \left(1 - \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau = -\rho g H \\ -p - \left(1 + \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau = \varepsilon_3 E + \nu \left[-p + \left(1 - \frac{\mu_\sigma}{3}\right)\tau - p + \frac{2\mu_\sigma}{3}\tau \right] \end{array} \right.$$

решение для p и τ следующее:

$$\tau = \frac{-\rho g H(1 - 2\nu) - \varepsilon_3 E}{2 + \nu(\mu - 1)};$$

$$-p = \frac{-\rho g H (1 + \nu)(3 + \mu) + (3 - \mu)\varepsilon_e E}{6 + 3\nu(\mu - 1)};$$

$$\rho g H = 79411140 \text{ Па}, \nu = 0,3, \mu = 0,5, E = 0,47 \cdot 10^4 \text{ МПа}, \varepsilon_e = -0,1.$$

$$\tau = \frac{-79471140 * (1 - 2 * 0,3) + 0,1 * 0,47 * 100}{2 + 0,3 * (0,5 - 1)} = -17182946,6$$

$$-p = \frac{-79471140 * (1 + 0,3) * (3 + 0,5) + (3 - 0,5) * (-0,1) * 0,47 * 100}{6 + 3 * 0,3 * (0,5 - 1)} = -65152017,8$$

$$\sigma_1 = -65152017,8 + \left(1 - \frac{0,5}{3}\right) * (-17182946,6) = -79471140 \text{ Па} = -79,5 \text{ МПа}$$

$$\sigma_2 = -65152017,8 + \frac{2 * 0,5}{3} * (-17182946,6) = -70879666,7 \text{ Па} = -70,9 \text{ МПа}$$

$$\sigma_3 = -65152017,8 - \left(1 + \frac{0,5}{3}\right) * (-17182946,6) = -45105246,8 \text{ Па} = -45,1 \text{ МПа}$$

7 ВЛИЯНИЕ ПОЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ НА ОПТИМИЗАЦИЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ СУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений важным аспектом является определение параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород или тензора напряжений.

Спектр знаний, включаемый в параметры тензора напряжений:

- тип природных напряжений (вид тензора напряжений и соотношение его главных осей);
- ориентация природных напряжений (три взаимно ортогональные оси главных напряжений);
- величины природных напряжений.

В нефтяной геологии информация о распределении полей напряжений в массиве горных пород используется при осуществлении геолого-технических мероприятий ((ГТМ) в скважинах. Важным инструментом оптимизации разработки нефтяных и газовых месторождений с использованием знаний о НДС является: один из основных методов повышения нефтеотдачи – гидроразрыв пласта (ГРП), а также бурение ориентированных (наклонных и горизонтальных) скважин.

Для успешного проведения ГРП и его технологического планирования необходимо иметь оценку минимальной компоненты бокового горного давления на заданной глубине и знания об ориентации главных осей тензора напряжений. При проектировании горизонтальных и наклонных скважин, при зарезке боковых стволов в резервуарах с терригенными коллекторами, они ориентируются так, чтобы пересекли наименьшее количество трещин во избежание обводнения скважин. (Тимурзиев А.И, 2011).

В горизонтальных скважинах последнее время разрабатываются технологии применения ГРП. Информация о тензоре напряжений в пласте позволяет не только определить давление гидроразрыва, но и предсказать геометрию трещины.

Ориентация трещины по отношению к оси скважины определяется направлением горизонтального ствола по отношению к азимуту минимального главного напряжения в пласте:

- Если горизонтальный ствол параллелен направлению минимального главного напряжения, то при гидроразрыве образуются поперечные трещины.
- Если горизонтальный участок скважины параллелен направлению максимального горизонтального напряжения, то трещина гидроразрыва будет продольной по отношению к оси скважины.

Хорошо известно, что продольная трещина не может дать значительного увеличения производительности горизонтальной скважины, но горизонтальная скважина, пересеченная продольной трещиной, может рассматриваться как трещина очень высокой проводимости. Так как рост проводимости является определяющим фактором увеличения производительности скважин вследствие ГРП в средне- и высокопроницаемых пластах, при разработке таких пластов возможно использование гидроразрыва в горизонтальных скважинах с образованием продольных трещин.

Что касается Сухановского месторождения, перспективы нефтегазоносности связаны, в основном, с дальнейшим изучением геологического строения нижнемеловых и юрских отложений. Планируется дополнительная разработка залежей, которая предусматривает максимальное использование старого фонда скважин, а также бурение новых скважин с забуриванием боковых стволов. Информация о механических свойствах пород, распределении полей напряжений, а именно знание об ориентировках осей главных напряжений и их абсолютных величинах могут повлиять на выбор геологической модели и системы дальнейшей разработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работ было изучено геологическое строение Сухановского месторождения и теоретические основы структурно-геоморфологического метода.

Для достижения цели, поставленной в работе, получены следующие результаты:

- Реконструировано неотектоническое поле напряжений исследуемого района
- Определены кинематический тип перемещения вдоль разлома и ориентация проекций осей напряжений
- Ориентировка проекций осей растяжения составляет 50° - 60° , а осей сжатия - 320° - 330°
- Выделены сектора локального сжатия и растяжения для Нефтекумской группы месторождений
- Рассчитаны абсолютные значения литостатического давления и напряжений, действующего на продуктивный пласт J_2V_2 Сухановского месторождения (в пределах скважины № 1сух).

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука, 1975, 536 с.

Гущенко О.И. Метод кинематического анализа структур разрушения при реконструкции полей тектонических напряжений // Поля напряжений и деформаций в литосфере. М.: Наука, 1979. С.7-25.

Комплексное изучение петрофизических свойств терригенных пород нижнего мела и глинистых отложений палеогена на разведочных площадях Ставрополя. Отчет по теме 14-84Д, филиал СевКавНИПИнефть, Бурлаков И.А. и др. п. Иноземцево, 1985, 323 с.

Летавин А.И., Орел В.Е., Чернышов С.М. и др. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа. М. Наука, 1987, 95 с.

Макаров В.И. Активные разломы платформ: представления, реальность. проблемы // Активные геологические и геофизические процессы в литосфере. Методы, средства и результаты изучения. Материалы XII Международной конференции. Воронеж: Изд-во ИПЦ ВГУ, 2006. С. 306-311.

М. В. Гзовский и развитие тектонофизики / Российская акад. наук, Объед. ин-т физики Земли им. О. Ю. Шмидта, Геол. ин-т ; отв. ред. Ю. Г. Леонов, В. Н. Страхов. - Москва : Наука, 2000. – 349.

Мезокайнозойские комплексы Предкавказья. М. Наука, 1988 94 с.

Милановский Е.Е. Новейшая тектоника Кавказа. М: «Недра, 1967. 484 с.

Михайлова А.В. Геодинамические характеристики структур, образовавшихся в слое над активными разломами в фундаменте // Геофизика XXI столетия: 2006 год. Сб. Трудов Восьмых геофиз. чтений им. В.В. Федынского. М.: ГЕРС, 2007. С. 111-118.

Николаев П.Н. Методика тектоно-динамического анализа. М.: Недра, 1992, 295 с.

Поля напряжений и деформаций в земной коре. М.: Наука 1987. 184 с.

Проблемы тектонофизики. К сорокалетию создания М.В. Гзовским лаборатории тектонофизики в ИФЗ РАН. Под ред. Ю.Л. Ребецкого. М.: Изд-во ИФЗ, 2008, 468 с.

Ребецкий Ю.Л. Напряженное состояние слоя при продольном горизонтальном сдвиге блоков его фундамента // Поля напряжений и деформаций в земной коре. М.: Наука, 1987. С. 41-56.

Сим Л.А. Изучение тектонических напряжений по геологическим индикаторам (методы, результаты, рекомендации) // Известия ВУЗов. Геология и разведка, 1991. № 10. С. 3-22.

Тимофеев В.А., Тимофеев А.А., Парада С.Г. Теоретические предпосылки промышленной нефтегазоносности палеозойских комплексов Предкавказья // Вестник южного научного центра РАН Том 5, №4, 2009, стр. 50-61.

Тимурзиев А.И., Ластовецкий В.П. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния горных пород в пределах структур горизонтального сдвига с целью оптимального размещения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин // Геофизика. 2011. №2. С. 47-56.

Туртыгина А.С., Бондаренко Л.С., Корягина Т.Ф. Литолого-минералогические особенности нижнемеловых пород Прикумского нефтеносного района и влияние их на коллекторские свойства. Труды СевКавНИПИнефть, вып. XXV, Нальчик, "Эльбрус", 1976, с. 118-125.

Фондовая литература

Бурлаков И.А., Туллий Н.В., Налбандьян Р.Г. Свойства пластовых нефтей Восточного Ставрополя. Нефтепромысловое дело №3, 1980 с. 12-14.

Геологическое строение, нефтегазоносность, гидрогеология мезозойских и пермских отложений восточной части Ставропольского края с целью выявления перспективных районов поисково-разведочных работ. Раздел I. Стратиграфия и литология мезозойских отложений Восточного Ставрополя. Отчет по теме 123/73, филиал СевКавНИПИнефть, Тер-Григорьянц Л.С. и др. г. Пятигорск, 1975, 305 с.

Научно-технический отчет ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2008.

Обобщение результатов изучения физико-химических свойств нефтей, попутных газов, пластовых вод и гидродинамических параметров пластов разведочных площадей и месторождений Ставропольского края. Результаты гидродинамических исследований скважин нефтяных месторождений Ставропольского края за 1984 год. Отчет по теме 264/84, филиал СевКавНИПИнефть, Мартиросян В.Б. и др., Пятигорск, 1984, 378 с.

Тимурзиев А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью). Автореферат. М., ОАО "ЦГЭ", 2009, 40 с.